

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)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем электроснабжения
(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Модернизация системы АСУ ТП подстанции 220/110/20/10 кВ «Пресненская»

Обучающийся

С.А. Саидмамадов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный

к.т.н., О.В. Самолина

руководитель

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

Тольятти 2024

Содержание

Введение.....	4
Перечень сокращений и обозначений.....	8
1 Определение объема работ по модернизации АСУ ТП ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская	11
1.1 Смежные с АСУ ТП системы ПС.....	11
1.2 Объем работ по модернизации АСУ ТП	14
1.3 Описание процесса деятельности.....	15
1.3.1 Процесс деятельности	15
1.3.2 Функции АСУ ТП	16
2 Разработка технических решений по модернизации АСУ ТП ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская.....	21
2.1 Решения по структуре системы	21
2.2 Решения по защите и автоматике	30
2.2.1 Автоматика управления выключателем 110 кВ и 220 кВ.....	30
2.2.2 Модернизация защиты шин 220 кВ и 110 кВ.....	31
2.2.3 Модернизация УРОВ 220 кВ и 110 кВ	32
2.2.4 Оперативная блокировка разъединителей	33
2.2.5 Технические решения по переводу цепей напряжения присоединений 110 кВ и 220 кВ.....	34
2.2.6 Алгоритм опроса терминалов типа RET521 и REL511.....	34
2.2.7 Алгоритм опроса терминалов типа REL551, REJ525, REJ527, SPAC801, SPAU341	35
2.2.8 Параметрирование информационного обмена по протоколу SPA35	
2.2.9 Защита и автоматика присоединений КРУ 10 кВ и 20 кВ.....	35
2.3 Подсистема РАС.....	42
2.3.1 Назначение системы	42
2.3.2 Цель создания системы	42
2.3.3 Объем регистрируемых сигналов.....	43

2.3.4 Проектные технические решения.....	44
2.3.5 Автономные регистраторы аварийных событий	45
2.3.6 Блок регистрации	46
2.3.7 Блок ПУ 16/32М4	47
2.3.8 Блок БС-4	49
2.3.9 Функции РАС МФК.....	49
2.3.10 Сервер РАС.....	51
2.3.11 Функции передачи информации об аварийных событиях.....	52
2.4 Решения по электропитанию технических средств.....	55
2.4.1 Выбор автоматических выключателей	57
2.4.2 Расчет времени автономной работы от ЕСПБ	60
2.5 Расчет метрологических характеристик измерительных каналов АСУ ТП.....	62
2.5.1 Описание работ по метрологическому обеспечению	62
2.5.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока.....	67
2.5.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения.....	69
2.5.4 Проверка кабеля и расчет падения напряжения в цепях АСУ ТП	76
3 Определение показателей надежности системы после модернизации	83
3.1 Общие положения	83
3.2 Описание основных показателей надежности и методика расчета	84
3.3 Структурная схема соединений элементов надежности.....	85
3.4 Исходные данные для расчета	86
3.5 Расчет показателей надежности системы.....	87
3.6 Результаты расчетов	88
3.7 Расчет среднего времени наработки на отказ канала АСУТП по информационным и управляющим функциям.....	93
Заключение	98
Список используемых источников.....	102

Введение

Подстанция 220/110/20/10 кВ Пресненская расположена к западу от центра города Москва и является одной из крупнейших подстанций в Москве. Подстанция служит базовым центром питания для олимпийского комплекса «Лужники» и Москва-сити, главной целью ее реконструкции является значительное повышение надежности электроснабжения потребителей центра столицы, создание возможностей развития, а также обеспечение возможности подключения новых потребителей по классу напряжения 20 кВ.

«АСУ ТП предназначена быть основным средством ведения оперативным персоналом технологического процесса, обеспечивающим требуемый уровень надежности и эффективности эксплуатации основного оборудования во всех режимах функционирования подстанции.

АСУ ТП обеспечивает решение задач управления, контроля, измерений и диагностики с передачей телеметрической информации на вышестоящие уровни иерархии диспетчерского управления: ЦУС, РДУ, ВВ РЭС» [25]. При этом средства АСУ ТП должны обеспечивать телеуправление коммутационными аппаратами (КА) с удаленных пунктов диспетчерского управления ЦУС и РДУ.

«К работе с техническими средствами АСУ ТП допускаются специалисты, прошедшие специальное обучение и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже третьей в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» [17].

«Система проектируется таким образом, чтобы отказы технических средств или ошибочные действия персонала не приводили к ситуациям, опасным для жизни и здоровья людей.

Оборудование, требующее в процессе функционирования осмотра или обслуживания со стороны персонала, устанавливается в местах, безопасных для пребывания людей» [22].

Все внешние (наружные) токопроводящие элементы технических средств ПТК АСУ ТП, которые могут находиться под напряжением или наведенным потенциалом, имеют защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства имеют зануление или защитное заземление в соответствии с действующими ПУЭ.

«Контроллеры и периферийные устройства, входящие в состав АСУ ТП, подключены по трехпроводной электрической сети 230 В к защитному заземлению в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0 и ГОСТ 25861» [1], [2]. «Выбор проводников общего контура заземления произведен в соответствии с главой 1.7 ПУЭ» [18].

«Технические средства располагаются и устанавливаются так, чтобы обеспечивалась их безопасная техническая эксплуатация.

Монтаж, наладка, эксплуатация, обслуживание и ремонт технических средств ПТК АСУ ТП производится в соответствии с требованиями Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, СанПиН 2.2.2.1332-03» [19], [23].

«Помещения, где размещаются технические средства АСУ ТП, являются взрывобезопасными в соответствии с СП 12.13130.2009» [24].

Существующие помещения на подстанции, где устанавливается проектируемое оборудование ПТК АСУ ТП, уже отнесены и промаркированы эксплуатирующими службами к категориям «В2», «В3», «В4» по взрывопожарной и пожарной опасности. Функциональное назначение зданий и помещений ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская при создании ПТК АСУ ТП не изменяется.

Монтируемое электрооборудование соответствует требованиям Федерального закона «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями на 30 апреля 2021 года) [35].

Контролируемое и управляемое АСУ ТП оборудование ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская приведено в таблице 1.

«Таблица 1 - Контролируемое и управляемое АСУ ТП оборудование ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская

Наименование оборудования	Контроль	Управление	Примечание
Трансформатор силовой 110 кВ и выше	+	+	РПН
Автотрансформатор 110 кВ и выше	+	+	РПН
Выключатель 110 кВ и выше	+	+	-
Разъединитель 110 кВ и выше	+	+	-
Заземляющий нож 110 кВ и выше	+	+	-
Разъединитель 20 кВ	+	+	-
Заземляющий нож 20 кВ	+	+	-
Газовая схема КРУЭ	+	-	-
Выключатель 20 кВ	+	+	-
Заземлитель 20 кВ	+	-	-
Выкатной элемент 20 кВ	+	-	-
Трансформатор напряжения 20 кВ	+	-	-
Разъединитель 10 кВ	+	-	-
Заземляющий нож 10 кВ	+	-	-
Выключатель 10 кВ	+	+	-
Заземлитель 10 кВ	+	-	-
Выкатной элемент 10 кВ	+	-	-
Регулировочные трансформаторы 10 кВ	+	-	-
Трансформатор напряжения 10 кВ	+	-	-
Трансформатор собственных нужд	+	-	-
Щит собственных нужд 0,4 кВ	+	+	Управление вводными и секционными автоматами, АВР
Щит постоянного тока ЩПТ	+	-	-
Аккумуляторная батарея	+	-	-
Выпрямительное устройство	+	-	-> [22]

Продолжение таблицы 1

«Наименование оборудования	Контроль	Управление	Примечание
Помещения ПС	+	-	Климат-контроль
Инженерные системы (пожаротушение, контроль загазованности, другие)	+	-	-
Система пожарной сигнализации	+	-	-
Высоковольтные кабельные линии	+	-	Данные от систем мониторинга» [22]

Целью магистерской диссертации является повышение надежности и долговечности работы электрооборудования подстанции, сокращение затрат на его ремонт, а также снижение вероятности ошибочных действий оперативного персонала во всех режимах работы.

Для достижения данной цели в магистерской диссертации планируется решение следующих задач:

- определение объема работ по модернизации АСУ ТП ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская;
- разработка технических решений по модернизации АСУ ТП ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская;
- определение показателей надежности системы после модернизации.

Перечень сокращений и обозначений

- «АВР – Автоматическое включение резерва;
- АИИС КУЭ – Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;
- АПТС – Аварийно-предупредительная телесигнализация;
- АРМ – Автоматизированное рабочее место;
- АСДУ – Автоматизированная система диспетчерского управления;
- АС СО – Автоматизированная система Системного оператора» [16];
- АСУ ТП – Автоматизированная система управления технологическими процессами;
- «АУВ – Автоматика управления выключателем;
- ВВ РЭС – Высоковольтные районные электрические сети;
- ГЛОНАСС – Глобальная навигационная спутниковая система;
- ДЦ – Диспетчерский центр;
- ЗИП – Запасные части и принадлежности;
- ИБП – Источник бесперебойного питания;
- ИК – Измерительный канал;
- ИП – Измерительный преобразователь;
- ИТ – Информационные технологии;
- КА – Коммутационный аппарат;
- КРУ – Комплектное распределительное устройство;
- КРУЭ – Комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КТС – Комплекс технических средств;
- ЛВС – Локальная вычислительная сеть;
- МИ – Методика измерений;
- МИП – Многофункциональный измерительный преобразователь;
- МЭК – Международная энергетическая комиссия;
- МФК – Многофункциональный контроллер;
- ОБР – Оперативная блокировка разъединителей;

ОП – Оперативный персонал;
ПА – Противоаварийная автоматика;
ПК – Программный комплекс;
ПО – Программное обеспечение;
ППР – Проект производства работ;
ПС – Подстанция;
ПТК – Программно-технический комплекс;
ПТС – Программно-технические средства;
ПТЭ – Правила технической эксплуатации;
ПУЭ – Правила устройства электроустановок;
РАС – Регистрация аварийных событий» [25];
«РДУ – Региональное диспетчерское управление;
РЗА – Релейная защита и автоматика;
РПН – Регулирование напряжения под нагрузкой;
СВ – Секционный выключатель;
СИ – Средство измерений» [16];
СМР – Строительно-монтажные работы;
СО – Системный оператор;
СОПТ – Система оперативного постоянного тока;
СЦМСИС – Система централизованного мониторинга состояния инженерных систем;
«ТИ – Телеизмерения;
ТМ – Телемеханика;
ТН – Трансформатор напряжения;
ТС – Телесигнализация;
ТТ – Трансформатор тока;
ТУ – Телеуправление;
УСО – Устройство связи с объектом;
ЦУС – Центр управления сетями;
ЩПТ – Щит постоянного тока;

ЩСН – Щит собственных нужд» [16];

Ethernet – Архитектура сетей, организованных по стандарту IEEE 802.3 с разделяемой средой передачи данных и методом доступа к среде передачи данных CSMA/CD (Carrier Sense Multiple Access/Collision Detect) - метод множественного доступа с контролем несущей и обнаружением конфликтов;

«COMTRADE – Common Format for Transient Data Exchange for Power Systems – общий формат для обмена данными переходных процессов в энергосистемах (стандарт IEEE C37.111–1999)» [25];

GPS – Global Positioning System - система глобального позиционирования;

FTP – File Transfer Protocol – протокол передачи файлов (стандарт RFC-959, RFC-2228, RFC-2640, RFC-2773, STD-0009);

NTP – Network Time Protocol - протокол синхронизации устройств по ЛВС;

RSTP – Rapid STP, Rapid spanning tree protocol – протокол резервирования;

«SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition - диспетчерское управление и сбор данных;

SNMP – Simple Network Management Protocol – простой протокол управления сетями. Протокол, используемый для мониторинга и диагностики сетевых устройств и компьютерных систем;

SNTP – Simple Network Time Protocol – протокол синхронизации времени по компьютерной сети. Является упрощённой реализацией протокола NTP;

TCP/IP – Transmission Control Protocol over Internet Protocol - протокол управления передачей через Интернет протокол;

VLAN – Virtual Local Area Network – виртуальная локальная вычислительная сеть» [27].

1 Определение объема работ по модернизации АСУ ТП ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская

1.1 Смежные с АСУ ТП системы ПС

«Основные информационно-технологические (в том числе управляющие), инженерные и вспомогательные системы/подсистемы ПС рассматриваются как автономно функционирующие, смежные с АСУ ТП, информационно связанные с ней системы. Такими системами на ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская являются:

- релейная защита, автоматика (РЗА);
- регулирование напряжения под нагрузкой (РПН, как часть РЗА);
- противоаварийная автоматика (ПА, как часть РЗА);
- АИИС КУЭ;
- системы диагностики и мониторинга оборудования ПС (ЩПТ);
- внешние системы связи (сети связи);
- инженерные и вспомогательные системы;
- система контроля концентрации элегаза в КРУЭ» [22].

Существующая релейная защита и автоматика ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская построена на базе микропроцессорных устройств РЗА, производства фирм АББ и Бреслер (5 терминалов TOP-200-КЧР). Эксплуатируемый комплекс РЗА находится в работоспособном состоянии, обеспечивает необходимое быстродействие, селективность действия и надежность срабатывания защиты. Ресурс оборудования не выработан. С точки зрения обеспечения защиты энергообъекта, замена РЗА не требуется.

Для выполнения требований Соглашения о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и компанией, обслуживающей подстанцию, по которому необходима организация информационного обмена с диспетчерским центром РДУ в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России, необходимо предусмотреть:

- установку, параллельно с существующими, микропроцессорных устройств с функциями защит, контроля и управления для присоединений 10-20 кВ на базе многофункциональных контроллеров АСУ ТП с функциями РЗА (далее – МФК);
- замену МП РЗА, реализующих функции ДЗШ и УРОВ 220 и 110 кВ;
- установку контроллеров присоединений 110 и 220 кВ с функциями АУВ, на базе многофункциональных контроллеров АСУ ТП (далее – КП).

«Требования к взаимосвязям АСУ ТП со смежными автоматизированными системами на ПС приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Требования к взаимосвязям АСУ ТП со смежными автоматизированными системами на ПС

Смежная система	Протокол обмена	Требуемые характеристики взаимосвязей	Примечание
Устройства РЗА поддерживающие МЭК61850-8	МЭК61850-8	Получение в АСУ ТП информации о работе и состоянии устройств РЗА, результатов регистрации аварийных событий	-
Устройства РЗА не поддерживающие МЭК61850-8	SPA	Получение в АСУ ТП информации о работе и состоянии устройств РЗА, результатов регистрации аварийных событий	-
Устройства ПА	SPA	Получение в АСУ ТП информации о работе и состоянии устройств РЗА	-
АИИС КУЭ	МЭК60870-5-104	Получение в АСУ ТП данных учета из АИИС КУЭ для формирования суточной ведомости.	-
Система централизованного мониторинга состояния инженерных систем (СЦМСИС)	МЭК61850-8	Получение в АСУ ТП результатов диагностики и мониторинга	-» [22]

Продолжение таблицы 2

«Смежная система	Протокол обмена	Требуемые характеристики взаимосвязей	Примечание
Система пожарной сигнализации	МЭК61850-8	Получение в АСУ ТП результатов диагностики и мониторинга	Информация о функционировании системы пожарной сигнализации передается в АСУ ТП с сервера СЦМСИС
Система мониторинга кабельных линий	МЭК60870-5-104	Получение в АСУ ТП результатов мониторинга кабельных линий	-
Система диагностики ЩПТ	МЭК60870-5-104	Получение в АСУ ТП результатов диагностики и мониторинга ЩПТ	МикроСРЗ-193и
АСУ ТП ПС Белорусская	МЭК60870-5-104	Получение в АСУ ТП ПС Пресненская данных о положении выключателя, ШР, ЛР, ЗН ШР, ЗН ЛР, измерениям по КЛ 220 кВ Белорусская-Пресненская №1 и КЛ 220 кВ Белорусская-Пресненская №2 (Ia, Ib, Ic, Pсум, Qсум)	Взаимодействие происходит по существующим каналам связи между ПС Пресненская и ПС Белорусская
Система контроля концентрации элегаза в КРУЭ	МЭК60870-5-104	Получение в АСУ ТП результатов диагностики концентрации элегаза в КРУЭ	-» [22]

Требования к взаимосвязям АСУ ТП с диспетчерскими центрами приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Требования к взаимосвязям АСУ ТП с диспетчерскими центрами

Диспетчерский центр	Требуемые характеристики взаимосвязей	Примечание
РДУ АО «СО ЕЭС»	Обмен информацией и телеуправление коммутационными аппаратами	В соответствии с требованиями Соглашения о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и компанией, обслуживающей подстанцию, в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России.

Продолжение таблицы 3

Диспетчерский центр	Требуемые характеристики взаимосвязей	Примечание
АСДУ ЦУС	Обмен информацией и телеуправление коммутационными аппаратами	В соответствии с действующими техническими требованиями компании, обслуживающей подстанцию
ВВ РЭС	Обмен информацией в существующем до реконструкции объеме.	Предусматривается взаимодействие ТМ КЛ ПС Пресненская с сервером ТМ КЛ на ЦУС Компании. АРМ «ВВ РЭС» по протоколу SQL подключается к серверу ТМ КЛ на ЦУС Компании и отображает эти данные у себя.

1.2 Объем работ по модернизации АСУ ТП

«Модернизация АСУ ТП и ТМ предусматривает:

- внедрение АСУ ТП с использованием стандартов МЭК-61850;
- обеспечение информационного обмена с диспетчерским центром РДУ (далее – ДЦ РДУ) в соответствии с требованиями Соглашения о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и компанией, обслуживающей подстанцию, в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России» [14];
- обеспечение информационного обмена с автоматизированной системой диспетчерского управления ЦУС (далее – АСДУ) в согласованном объеме;
- мероприятия по изменению объекта автоматизации для подготовки к вводу АСУ ТП в действие;
- внесение изменений в ПТК АСДУ ЦУС, возникающих при модернизации АСУ ТП и ТМ ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская.

1.3 Описание процесса деятельности

1.3.1 Процесс деятельности

Процесс деятельности в условиях функционирования АСУ ТП и ТМ ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская состоит из следующих основных процедур:

- получение данных измерения физических величин контролируемых параметров, телеметрической информации и сбора дискретной информации о состоянии контролируемых объектов ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская;
- предоставление полученных данных в ДЦ РДУ по основному и резервному каналам связи, исключающим возможность одновременности отказа по общей причине;
- предоставление полученных данных в ЦУС, ВВ РЭС по основному и резервному каналам связи;
- исполнение команд телеуправления, приходящих со стороны ПТК верхнего уровня;
- регистрация аварийных событий и сбор осциллограмм;
- передача информации об аварийных событиях и файлов осциллограмм в РДУ и ЦУС.

Процедура получения данных измерения физических величин контролируемых параметров, телеметрической информации и сбора дискретной информации о состоянии контролируемых объектов является полностью автоматической и состоит из взаимосвязанных автоматических операций измерения, приема-передачи, обработки и хранения.

Процедура передачи данных в РДУ происходит в автоматическом режиме по стандартным телемеханическим протоколам МЭК 60870-5-104. Используются существующие каналы связи. Для передачи файлов осциллограмм используется протокол SOAP (HTTRS).

Процедура передачи данных в ЦУС, происходит в автоматическом режиме по стандартным телемеханическим протоколам МЭК 60870-5-104.

Используются существующие каналы связи. Для передачи файлов осциллограмм используется протокол SMB.

Состав передаваемой информации и протокол передачи определяется Формулярами согласования приема/передачи данных, разрабатываемыми на стадии выполнения рабочей документации.

К процессу деятельности в условиях функционирования АСУ ТП и ТМ ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская относятся также:

- техническое обслуживание компонентов АСУ ТП и ТМ;
- использование службами компанией, обслуживающей подстанцию, данных, предоставляемых АСУ ТП и ТМ ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская, в своей повседневной деятельности.

Функционирование системы и ее отдельных подсистем организовано на единой информационной базе, имеется возможность наращивания любой подсистемы.

1.3.2 Функции АСУ ТП

Функции АСУ ТП подразделяются на технологические и общесистемные.

АСУ ТП ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская обеспечивает выполнение следующих технологических функций:

- измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования подстанции;
- технологическая предупредительная и аварийная сигнализации: контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов, вывод их на АРМ, фильтрация, обработка;
- мониторинг состояния основного и вспомогательного оборудования ПС;
- представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС (контроль и визуализация состояния оборудования ПС);

- «отображение на мнемосхемах объекта (с динамическим изменением состояния) значений аналоговых технологических параметров, существенных для ведения режимов и отображение состояния оборудования с индикацией отклонений от нормы;
- автоматизированное управление оборудованием ПС, в том числе коммутационной аппаратурой ПС (выключатели, разъединители, заземляющие ножи, привод РПН и др.);
- удаленные контроль и изменение состояния программных оперативных элементов систем РЗА, ПА, АСУ ТП (переключение групп уставок терминалов РЗА, оперативный ввод-вывод из работы, отключение-включение отдельных функций, считывание и запись конфигурационных файлов и уставок МП РЗА и др.) с соответствующих АРМ эксплуатационного персонала в составе АСУ ТП;
- программные блокировки управления коммутационной аппаратурой (оперативная логическая блокировка КА);
- регистрация аварийных событий собственными средствами и посредством информационного обмена с автономными системами (РЗА, ПА, РАС и др.)» [16];
- информационное взаимодействие с имеющимися на ПС автономными цифровыми системами (РЗА, ПА, РАС, АИИС КУЭ и т.п.) по стандартным протоколам;
- «информационный обмен с диспетчерскими центрами;
- контроль уровней напряжения на шинах подстанции;
- интегрированный учет случаев превышения длительно допустимых уровней напряжения;
- диагностика работы первичного оборудования;
- учет ресурса коммутационного оборудования» [25].

«К общесистемным функциям относятся:

- организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций; обработка и передача информации на смежные и вышестоящие уровни;
- тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ПТК, в том числе каналов ввода-вывода и передачи информации;
- синхронизация компонентов ПТК и интегрируемых в АСУ ТП автономных цифровых систем по сигналам системы единого времени;
- архивирование и хранение информации в заданных форматах и за заданные интервалы времени;
- защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям;
- документирование, формирование и печать отчетов, рапортов и протоколов в заданной форме, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала;
- автоматизированное проектирование, параметрирование и конфигурирование с использованием SCL» [25].

Управление коммутационными аппаратами (КА) представлено в таблице 4.

Таблица 4 - Управление коммутационными аппаратами

Тип КА	Вид и место управления	Примечание
«Выключатели 10 кВ и выше, разъединители и заземляющие ножи с электроприводами; вводные и секционные выключатели ЩСН-0,4кВ; РПН; выключатели отдельных потребителей ЩСН» [28]	АРМ ОП на подстанции, АСДУ ЦУС. ДЦ РДУ – оборудованием 110кВ и выше (в требуемом РДУ объеме).	Основное средство управления

Продолжение таблицы 4

«Тип КА	Вид и место управления	Примечание
Выключатели, разъединители и заземляющие ножи с электроприводами 110 кВ и выше	Органы управления в составе контроллера присоединения (с мнемонической схемой на сенсорной панели контроллера присоединения)	Резервное средство управления при неисправности верхнего или среднего уровней АСУ ТП, команды управления фиксируются в протоколе событий контроллера присоединения
Выключатели 10кВ и выше, РПН. Вводные и секционные выключатели 0,4 кВ	От кнопок (ключей) в шкафах РЗА, РПН, КРУ 10кВ, ЩСН	
Выключатели, разъединители, заземляющие ножи с электроприводами всех классов напряжения	По месту установки КА	Резервное средство управления при неисправности нижнего уровня АСУ ТП» [28]

«При управлении КА (автоматизированное, дистанционное) предусматривается программная блокировка, исключающая одновременное управление с нескольких терминалов или с нескольких рабочих мест. Все сигналы, участвующие в блокировке, проверяются на достоверность. При выявлении недостоверности хотя бы одного сигнала управление запрещается» [25].

Выводы по разделу 1.

Определены смежные с АСУ ТП информационно-технологические системы ПС, которые являются источниками и потребителями информации, к таким системам относятся: релейная защита, включая РПН и противоаварийную автоматику; система АИИСКУЭ; системы диагностики и мониторинга состояния оборудования на ПС; сети связи и система контроля концентрации элегаза в КРУЭ. Для каждой из систем выбран протокол обмена данными.

Система РЗА подстанции выполнена на современных микропроцессорных блоках АББ и Бреслер и с точки зрения обеспечения защиты энергообъекта в замене не нуждается, но в соответствии с

требованиями соглашения о технологическом взаимодействии и организации информационного обмена с Системным оператором ЕЭС требуется:

- установить параллельно с существующими, микропроцессорные устройства с функциями защит, контроля и управления для присоединений 10 и 20 кВ на базе многофункциональных контроллеров АСУ ТП с функциями РЗА;
- произвести замену МП РЗА, реализующих функции ДЗШ и УРОВ 220 и 110 кВ;
- установить контроллеры присоединений 110 и 220 кВ с функциями АУВ, на базе многофункциональных контроллеров АСУ ТП.

Таким образом при проведении модернизации АСУ ТП и ТМ предусматривается внедрение АСУ ТП с использованием стандартов МЭК-61850, обеспечение информационного обмена с диспетчерским центром Системного оператора и автоматизированной системой диспетчерского управления ЦУС, разработка мероприятий по изменению объекта для ввода АСУ ТП в эксплуатацию.

Определены основные процедуры, реализуемые АСУ ТП в процессе деятельности, ее технологические и общесистемные функции, а также перечень управляемых АСУ ТП коммутационных аппаратов.

2 Разработка технических решений по модернизации АСУ ТП ПС 220/110/20/10 кВ Пресненская

2.1 Решения по структуре системы

«Программно-технический комплекс АСУ ТП строится на базе современных и эффективных средств промышленной автоматизации и информационных технологий. Проектируемая АСУ ТП строится как многоуровневую распределенная человеко-машинная система, работающая в реальном масштабе времени по стандартам МЭК 61850» [20].

В верхний уровень входят:

- два стационарных резервированных АРМ оперативного персонала (АРМ ОП);
- терминальный сервер RemoteDesktopProtocol для организации удаленных АРМ эксплуатационного персонала (АРМ ЭП);
- АРМ инженера РЗА;
- переносной АРМ инженера АСУ;
- переносной АРМ инженера РЗА.

Состав среднего уровня АСУ ТП:

- серверы оперативной информации с функциями передачи телеинформации на верхние уровни диспетчерского управления;
- серверы архивной информации и программного обеспечения SCADA;
- сервер регистрации аварийных событий (далее – сервер РАС);
- сетевое оборудование (коммутаторы, маршрутизаторы, межсетевые экраны);
- система единого точного времени.

Нижний уровень системы включает в себя:

- микропроцессорные устройства сбора и обработки информации - контроллеры присоединений 110 кВ и 220 кВ (КП) на базе контроллера NPT BAУ;
- многофункциональные контроллеры АСУ ТП с функциями РЗА (МФК) для присоединений 10 кВ и 20 кВ на базе контроллера NPT RPA;
- измерительные преобразователи для присоединений 110 кВ и 220 кВ NPT RTU.

Для реализации функции регистрации аварийных событий используется специализированное оборудование для системы регистрации аварийных событий производства «ПАРМА».

«В состав АСУ ТП также входят:

- базовое (фирменное) и прикладное (пользовательское) программное обеспечение;
- устройства гарантированного электропитания;
- датчики температуры;
- конструктивы для размещения технических средств (шкафы с необходимыми аппаратными средствами, мебель для АРМ);
- сервисная аппаратура и запасные части» [36].

«Для обмена данными между компонентами системы АСУ ТП в работе предусмотрен протокол передачи данных МЭК 61850-8-1» [21]. «Информационный обмен с МП устройствами смежных информационно-технологических систем и АСУ ТП осуществляет в цифровом виде с использованием международных стандартных протоколов. Информационный обмен АСУ ТП с системами управления верхнего уровня (ДЦ РДУ, ЦУС) осуществляется с использованием стандартного протокола МЭК-60870-5-104.

Для организации физических каналов между компонентами системы АСУ ТП предусмотрены оптоволоконные кабели, и электрические кабели (витая пара, Cat 6)» [9].

«Серверы SCADA и серверы ТМ - резервируемые, с двумя блоками питания горячей замены каждый, подключенными к разным источникам питания. В качестве массива хранения информации применены SCSI/SAS/SATA-накопители, объединенные в RAID-массив 5/10 уровня с поддержкой горячей замены. Серверы имеют резервированные Ethernet-интерфейсы для подключения к ЛВС АСУ ТП с целью обеспечения защиты от единичного отказа оборудования/соединения.

Операторские и инженерные станции укомплектованы SATA-накопителями, объединенными в RAID-массив уровня 1. Станции комплектуются дублированным Ethernet-интерфейсом, подключенным к различным коммутаторам ЛВС. Мониторы (дисплеи) операторских и инженерных станций являются основным средством отображения оперативной информации пользователям. В рабочих станциях применены цветные графические жидкокристаллические дисплеи высокого разрешения с диагональю 24 дюйма. АРМ ОП оснащены двумя дисплеями. Рабочие станции работают под управлением версии ОС Windows» [11].

Сетевая технология ЛВС Fast Ethernet (IEEE 802.3u) и Gigabit Ethernet (IEEE 802.3z).

Структура ЛВС приведена на схеме локальных вычислительных сетей в графической части работы. Резервирование ЛВС АСУ ТП организовано по протоколу параллельного резервирования Parallel Redundancy Protocol (PRP) стандарта МЭК 62439-3 с нулевым временем восстановления. Сети PRP LAN-A и LAN-B имеют идентичную топологию «звезда». В состав каждой сети PRP А и В, помимо коммутаторов, входят два резервируемых маршрутизирующих коммутатора с поддержкой протокола PRP, для маршрутизации трафика между логическими подсетями ЛВС АСУ ТП. Для резервирования шлюзов, на маршрутизирующих коммутаторах настраивается протокол VRRP. В сегменте АСУ ТП сеть поделена на VLAN, которые группируют устройства по территориальному и функциональному признакам. Подключение устройств АСУ ТП к ЛВС АСУ ТП выполняется по технологии FastEthernet,

магистральные соединения активного сетевого оборудования ЛВС АСУ ТП - по технологии Gigabit Ethernet. Контроль и защиту внешних коммуникаций ЛВС АСУ ТП выполняет кластер межсетевых экранов, установленный на границе ЛВС АСУ ТП с узлом связи ПС и смежными системами.

«При построении сети используются коммутаторы Industrial Ethernet в соответствии с требованиями стандарта ISO Ethernet IEEE 802/3 с поддержкой QoS (802.1p), VLAN (802.1q), RSTP (802.1w), с поддержкой передачи GOOSE – сообщений. Коммутаторы имеют два источника питания и встроенную систему диагностики, с возможность выдачи информации в систему мониторинга по протоколу SNMP» [38].

Для предоставления повышенного приоритета в обслуживании GOOSE-сообщений при прохождении по ЛВС, на устройствах АСУ ТП настраивается более высокий приоритет для GOOSE-сообщений по сравнению с остальным трафиком, выходящим из этих устройств. Проектируемые коммутаторы поддерживают QoS (802.1p) и при получении сообщений с повышенным приоритетом, пропускают, прежде всего, этот трафик, в то время как трафик с пониженным приоритетом может быть поставлен в очередь. Согласно рекомендованным приоритетам VLAN протоколов передачи данных, приведенных в таблице 5, для VLAN GOOSE-сообщений 1 класса принимается приоритет CoS равный 4, для VLAN GOOSE-сообщений 2 класса принимается приоритет CoS равный 3.

Таблица 5 – «Рекомендуемые приоритеты VLAN

Наименование протокола	Биты приоритета	Обозначение	Класс приоритета трафика
-	111 (7)	NC (Network Controlled)	-
Протокол SV 96(80)	110 (6)	VO (Voice)	-
Протокол SV 288(256)	101 (5)	VI (Video)	-

Продолжение таблицы 5

Наименование протокола	Биты приоритета	Обозначение	Класс приоритета трафика
Протокол GOOSE тип 1	100 (4)	CL (Controlled Effort)	-
Протокол GOOSE тип 2	011 (3)	CA (Critical Applications)	-
-	010 (2)	EE (Excellent Effort)	Стандартный
-	001 (1)	BE (Best Effort)	Фоновый
Остальные протоколы	000 (0)	BK (Background)	Низший» [29]

Для ограничения многоадресных рассылок GOOSE-сообщений между IED в пределах соответствующей VLAN, на коммутаторах ЛВС используется инструмент технологии multicast - «Static Multicast». Этот инструмент позволяет вручную добавлять в конфигурацию коммутатора статические многоадресные MAC-адреса для фильтрации многоадресного трафика. В конфигурации коммутатора создается запись с групповым MAC-адресом назначения и номерами портов, на которые должен приходиться трафик с этим групповым MAC-адресом назначения, в то же время, на порты коммутатора, которые не указаны в конфигурации, трафик с этим групповым MAC-адресом назначения приходиться не будет.

Устойчивость к электромагнитным излучениям - не хуже МЭК 61850-3 [10].

Основная среда передачи информации - оптическое волокно. Для серверов, у которых отсутствует оптоволоконный интерфейс, применяются электрические кабели - экранированная витая пара Cat. 7 с технологией экранирования FTP.

Защита периметра сети осуществляется межсетевыми экранами промышленного исполнения FortiGate Rugged 90D (UTM (unified threat management) устройства) производства компании Fortinet. UTM-решения - это многофункциональные программноаппаратные комплексы, в которых

совмещены функции разных устройств: межсетевого экрана, системы обнаружения и предотвращения вторжений в сеть, а также функции антивирусного шлюза.

«FortiGate-90D Rugged поддерживает следующий функционал:

- маршрутизация (статическая, динамическая маршрутизация RIP, OSPF, BGP, PIM);
- межсетевой экран;
- система предотвращения вторжений (IPS);
- антивирус и Антиспам;
- контроль приложений;
- встроенный беспроводный контроллер;
- Web/контент-фильтрация;
- режим отказоустойчивости/кластеризации;
- поддержка: IPv6, VLAN;
- VPN IPSec и SSL, VPN-концентратор;
- шейпинг трафика;
- оптимизация WAN-трафика;
- инспектирование SSL-трафика;
- предотвращение утечки данных (DLP);
- балансировка нагрузки на сервера;
- разделение на виртуальные устройства (домены) (VDOM);
- контроль конечных точек;
- аутентификация пользователей в LDAP, RADIUS, TACACS+, Single Sign-On в Active Directory и eDirectory» [41].

Для повышения отказоустойчивости системы применяются 2 UTM – устройства, объединенные в отказоустойчивый кластер (HA cluster), для чего на каждом из устройств задействуются два интерфейса работающих в режиме heartbeat.

Интерфейсы heartbeat обеспечивают синхронизацию между устройствами, а также служат для переключения режима работы устройств (Active/Passive).

В случае отказа основного устройства, все функции защиты принимает на себя резервное устройство, при этом рассылается ARP запрос, который уведомляет подключенные коммутаторы о том, что MAC адрес находится на других портах коммутатора.

Синхронизация конфигурации означает, что резервный FortiGate-90D имеет ту же конфигурацию что и основной.

Все VLAN ЛВС АСУ ТП терминируются на маршрутизирующих коммутаторах ЛВС АСУ ТП. Кластер межсетевых экранов (HA Cluster) работает как промежуточный роутер между сетью ТСПД и сетями ЛВС АСУ ТП. Для маршрутизации сетей ЛВС АСУ ТП и сети ТСПД используется статическая маршрутизация.

Для организации удаленного контроля, изменения состояния программных оперативных элементов проектируемых контроллеров присоединений 110 кВ и 220 кВ, МФК (переключение групп уставок, оперативный ввод-вывод из работы, отключение-включение отдельных функций, считывание и запись конфигурационных файлов и уставок), считывание и изменение уставок, считывание осциллограмм, принудительный запуск осциллографа с любого АРМ используется специализированное программное обеспечение от ООО «Энергопром Автоматизация» - «SCADA NPT Expert» и «SCADA Studio», устанавливаемое на АРМ и сервера. Взаимодействие между АРМ, серверами и контроллерами присоединений, МФК производится по ЛВС АСУ ТП.

Для организации удаленного контроля и изменения состояния программных оперативных элементов МП устройств РЗА, поддерживающих протокол обмена МЭК 61850.8-1, а также считывание и изменение уставок МП РЗА, считывание осциллограмм, принудительный запуск осциллографа с любого АРМ, используется программное РСМ600 (ABB), устанавливаемое на

АРМ и сервера. Взаимодействие между АРМ, серверами и МП устройствами РЗА производится по ЛВС АСУ ТП.

Организация удаленного контроля и изменения состояния программных оперативных элементов, считывание и изменение уставок, считывание осциллограмм, принудительного запуска осциллографа с любого АРМ, для устройств РЗА расположенных в помещении Щита управления, не поддерживающих обмен информацией по протоколу МЭК 61850.8-1, но поддерживающих протокол обмена SPA осуществляется встроенными программными средствами контроллеров присоединений 110 кВ и 220 кВ. Также предусматривается возможность использовать для этих целей порты последовательных интерфейсов в контроллерах присоединений 110 кВ и 220 кВ. Есть возможность сделать проброс последовательных интерфейсов от МП РЗА с TCP-портов контроллеров в сервера SCADA. Таким образом, информационное взаимодействие с терминалами РЗА не поддерживающими протокол МЭК 61850.8-1 будет осуществлять непосредственно серверами SCADA, без использования вычислительной мощности контроллеров присоединений. Данное решение позволяет разгрузить контроллеры, используя вычислительную мощность для возложенных на них функций автоматики, защиты, устройств телемеханики. Используется специализированное программное обеспечение фирмы АВВ, устанавливаемое на АРМ и сервера.

Организация удаленного контроля и изменения состояния программных оперативных элементов, считывание и изменение уставок, считывание осциллограмм, принудительного запуска осциллографа с любого АРМ, для устройств РЗА в ячейках КРУ 10 кВ и 20 кВ осуществляется встроенными программными средствами МФК.

Для сохранения существующих токовых цепей телеизмерений, совмещенных с АИИСКУЭ планируется установка отдельных измерительных преобразователей для присоединений 110 кВ и 220 кВ NPTRTU на панели № 94 и 95 вместо существующих измерительных преобразователей ТМ. Также

для сохранения существующих токовых цепей телеизмерений и АИИСКУЭ вводов 10 кВ и 20 кВ планируется демонтаж существующих измерительных преобразователей ТМ, установленных на панелях № 96 и 97, закоротка токовых цепей на панелях № 96 и 97 и подключение этих токовых цепей к МФК, которые устанавливаются в ячейках вводов 10 кВ и 20 кВ. Панели № 96 и 97 планируется оставить в качестве панелей промклеммников.

Для интеграции существующих терминалов РЗА производства «ABB» серии 670 по МЭК61850-8.1 по протоколу PRP, в существующих терминалах РЗА RED670 (основная защита КЛ-220 кВ Белорусская-Пресненская №1. 1-й комплект), RED670 (основная защита КЛ-220 кВ Белорусская-Пресненская №1. 2-й комплект), RED670 (основная защита КЛ-220 кВ Белорусская-Пресненская №2. 1-й комплект), RED670 (основная защита КЛ-220 кВ Белорусская-Пресненская №2 2-й комплект), REL670 (резервные защиты и управление КЛ-220 кВ Белорусская-Пресненская №1), REL670 (резервные защиты и управление КЛ-220 кВ Белорусская-Пресненская №2) необходимо заменить существующие модули связи на модули связи, поддерживающие PRP (1MRK002266-BA) и установить специализированные драйвера (1MRK002924-YS). Для поддержки функции PRP в терминалах RED-670 (основная защита КЛ-220 кВ Очаково-Пресненская-1. 1-й комплект), RED-670 (основная защита КЛ-220 кВ Очаково-Пресненская-1. 2-й комплект), RED-670 (основная защита КЛ-220 кВ Очаково-Пресненская-2. 1-й комплект), RED-670 (основная защита КЛ-220 кВ Очаково-Пресненская-2. 2-й комплект) необходимо их обновить до версии 1.2, заменить существующие модули связи на модули связи, поддерживающие PRP (1MRK002266-BA) и установить специализированные драйвера (1MRK002924-YS);

Оборудование в составе АСУ ТП предусматривает диагностику функционального (нагрузка на процессоры, сетевые интерфейсы, системы хранения данных; состояние сетевых интерфейсов, каналов связи и пр.) и технического (температурный режим, исправность системы питания, системы охлаждения, отдельных элементов/модулей и пр.) состояния устройств с

выдачей информации в систему мониторинга ЦКУ СДТУ при помощи протоколов SNMP и ICPM (при отсутствии поддержки устройством протокола SNMP).

В ЩСН 0,4 кВ предусматривается установка трансформаторов тока в шкафах вводов и шкафах секционных выключателей для получения телеизмерений.

2.2 Решения по защите и автоматике

2.2.1 Автоматика управления выключателем 110 кВ и 220 кВ

Функция АУВ присоединений 110 кВ и 220 кВ выполняется в контроллерах присоединения 110 кВ и 220 кВ, которые должны выполнять все функции устройства АУВ реализованные в текущий момент.

При реализации АУВ присоединений 110 кВ и 220 кВ необходимо выполнить следующий объем работ (мероприятия) по выводу из работы (модернизации) существующих цепей АУВ в следующем объеме: электромеханические реле: реле положения «отключено», реле положения «включено», реле команды «отключить», а также цепи сигнализации, включающие реле фиксации команды, реле контроля цепей управления и указательное реле «Аварийное отключение», а также лампы сигнализации положения выключателя выводятся из работы путем снятия с данных цепей сигнализации оперативного тока, с разборкой цепей на соответствующем клеммнике на панели защиты и автоматики (АУВ) и переводятся, таким образом в резерв.

В контроллерах присоединения 110 кВ и 220 кВ, реализуются функции РПО, РПВ, РФК, контроля целостности цепей управления и сигнализации аварийного отключения выключателя посредством подключения необходимых дискретных сигналов и типовой внутренней логике работы устройства NPT ВАУ.

Указанные мероприятия позволят выполнить модернизация АУВ присоединений 110 кВ и 220 кВ с минимальными издержками.

В части задач автоматики управления выключателем КП NPT ВАУ выполняет:

- контроль цепей управления;
- технологические защиты выключателя;
- контроль механического и коммутационного ресурса выключателя.

Для каждого выключателя 110 кВ и 220 кВ предусматривается установка ключа аварийного отключения в соответствующем шкафу контроллеров присоединений.

2.2.2 Модернизация защиты шин 220 кВ и 110 кВ

На ПС 220 кВ Пресненская в соответствии с п.9.8.2 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» для защиты секций шин КРУЭ 220 кВ и КРУЭ 110 кВ предусматривается два комплекта дифференциальной токовой защиты с торможением от всех видов КЗ (ДЗШ) [29].

Дифференциальная защита секций шин КРУЭ 220 кВ включает функцию контроля исправности токовых цепей защиты для исключения ложного срабатывания. ДЗШ выводится из работы при обнаружении данной неисправности.

В устройстве ДЗШ 220 и 110 кВ предусматривается наличие режима опробования, позволяющего отключить только то присоединение, которым осуществлялось опробование.

Также в устройстве ДЗШ 220 и 110 кВ предусматривается наличие чувствительного токового органа, ключа нарушения чувствительности, ключа оперативного ввода очувствления.

При срабатывании ДЗШ формируются сигналы отключения всех присоединений данной секции 220(110) кВ с выдачей индивидуальных

дискретных сигналов из шкафа ДЗШ непосредственно на ЭМО1 и ЭМО2 присоединений.

Функция УРОВ 220 кВ и 110 кВ предусматривается в каждом комплекте ДЗШ 220 кВ и 110 кВ. При срабатывании УРОВ присоединения формируется сигнал на отключение смежных выключателей секции 220 (110) кВ, которое осуществляется через устройство ДЗШ.

УРОВ действует с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени на отключение собственного выключателя (проверка отключенного состояния), а со второй на отключение смежных присоединений.

В качестве устройств ДЗШ и УРОВ 220 и 110 кВ в рамках настоящего титула предполагается применить устройства REB 670, пр-ва «ABB». Каждый комплект ДЗШ, УРОВ состоит из двух шкафов стандартного типоразмера с установкой трех однофазных устройства REB 670. Данное решение позволяет обеспечить необходимый запас для технологического расширения КРУЭ220 кВ и КРУЭ 110 кВ.

Устройства ДЗШ и УРОВ 220 кВ и 110 кВ размещаются в помещении щита управления ПС.

2.2.3 Модернизация УРОВ 220 кВ и 110 кВ

Устройство резервирования отказа выключателей 110 кВ и 220 кВ (УРОВ 110 кВ и 220 кВ) выполнено на электромеханических реле. Так как УРОВ 110 кВ и 220 кВ выполнено на морально и физически устаревших элементах, полноценная интеграция в АСУ ТП ПС 220 кВ Пресненская не возможна. Для повышения наблюдаемости, удобства эксплуатации, уменьшения отказов, связанных с некорректным действием обслуживающего персонала, данное устройство необходимо заменить на более совершенное с поддержкой протокола МЭК 61850.

Принимая во внимание, что в настоящее время комплекс РЗА выполнен на устройствах серии REx 5xx и REx 67x производства «ABB», для выполнения функций ДЗШ и УРОВ 110 кВ и 220 кВ приняты микропроцессорные устройства REB 670 производства «ABB».

2.2.4 Оперативная блокировка разъединителей

Оперативная блокировка разъединителей в настоящий момент выполнена по типовой схеме на электромеханической элементной базе в составе ячеек КРУЭ 220 и 110 кВ и шкафов управления ячеек КРУЭ 220 кВ и 110 кВ, а также ячеек 10 и 20 кВ. При реализации оперативной блокировки присоединений 220 кВ, 110 кВ, 20 кВ на вновь устанавливаемых контроллерах присоединений (в режиме «советчика»), существующие цепи оперативной блокировки остаются без изменений. В контроллерах присоединений организуются логические цепи управления коммутационными аппаратами, в соответствии с текущим положением элементов главной схемы ПС. Это позволяет предотвратить выдачу ошибочного сигнала управления коммутационным аппаратом. Изменение текущей схемы электромагнитной блокировки в КРУЭ не требуется.

Для присоединений 10 кВ организация оперативной блокировки, на вновь устанавливаемых контроллерах присоединений (в режиме «советчика»), предусматривается только для разъединителей реакторов и ЗН РР. Для КРУ 10 кВ, ОБР (в режиме «советчика») не предусматривается, т.к. сигналы положения ЗН шин 10 кВ по каждой секции, ЗН ДГР, ЗН ТСН нельзя завести двумя блок-контактами «НО» и «НЗ». Не предусмотрено место для установки дополнительных блок-контактов. Согласно требований сигналы положения КА, участвующие в логической оперативной блокировке, должны быть заведены двумя блок-контактами «НО» и «НЗ». При этом, в МФК установленных на присоединениях 10 кВ, предусматривается выполнение алгоритмов ОБР. Разрешение на команду управления ЗН, Р 10 кВ возможно только при соблюдении всех условий соответствующего алгоритма.

Информационный обмен между одноранговыми устройствами (контроллеры присоединений 220 кВ, 110 кВ, 20 кВ, 10 кВ) для реализации оперативной блокировки разъединителями происходит по протоколу GOOSE стандарта МЭК 61850-8.1.

2.2.5 Технические решения по переводу цепей напряжения присоединений 110 кВ и 220 кВ

В работе предусматривается подключение контроллеров присоединений 220 кВ к цепям напряжения ТН ІСШ 220 кВ и ТН ІІСШ 220 кВ через существующую Панель 53(ТН 220 кВ). Между контроллерами присоединений цепи прокладываются шлейфом. На каждый контроллер присоединения заводятся цепи напряжения от ТН ІСШ 220 кВ и ТН ІІСШ 220 кВ. Цепи подключаются к дискретным выходам. Выбор между цепями ТН ІСШ 220 кВ и ТН ІІСШ 220 кВ производится внутренней логикой КП в зависимости от положения шинных разъединителей (ШР) соответствующего присоединения - при включенном положении ШРІСШ и выключенном положении ШРІІСШ замыкается группа дискретных выходов, на которые приходят цепи ТН ІСШ 220 кВ, при включенном положении ШРІІСШ и выключенном положении ШРІСШ замыкается группа дискретных выходов, на которые приходят цепи ТН ІІСШ 220 кВ. В один момент времени может быть замкнута только одна группа дискретных выходов. Выходные цепи напряжения от дискретных выходов объединяются на общем клеммнике по каждой из фаз. Также эти цепи заводятся на измерительный модуль КП для вычисления Р и Q.

2.2.6 Алгоритм опроса терминалов типа RET521 и REL511

При периодическом чтении списка осциллограмм через короткий период времени из МП РЗА RET521 и REL511, терминалы могут работать не корректно. Периодическое чтение списка осциллограмм через короткий период времени отнимает много ресурсов терминала и, в том числе, задействует флэш-память. По этой причине в работе предусматривается чтение осциллограмм по факту их записи, используя сигнал «Пуск осциллографа», а периодическое чтение списка осциллограмм производить не чаще одного раза в сутки.

Алгоритм опроса терминалов типа RET521 и REL511 контроллерами присоединения:

- такт опроса для сигналов из списка событий терминала, кроме осциллограмм - 1 сек.;
- чтение осциллограмм производить только после получения сигнала от терминала по SPA «Пуск осциллографа», по истечению 30 секунд после получения этого сигнала;
- периодическое чтение списка осциллограмм производить один раз в сутки.

Параметры алгоритма могут быть изменены путем изменения настроек на соответствующих контроллерах присоединения 110 кВ и 220 кВ.

2.2.7 Алгоритм опроса терминалов типа REL551, REJ525, REJ527, SPAC801, SPAU341

Алгоритм опроса терминалов типа REL551, REJ525, REJ527, SPAC801, SPAU341 контроллерами присоединения:

- периодическое чтение списка осциллограмм не чаще одного раза в сутки;
- выгрузка новых осциллограмм при их появлении.

Параметры алгоритма могут быть изменены путем изменения настроек на соответствующих контроллерах присоединения 110 кВ и 220 кВ.

2.2.8 Параметрирование информационного обмена по протоколу SPA

Основные параметры настройки информационного обмена между устройствами АСУ ТП и терминалами РЗА по коммуникационному протоколу SPA включают в себя: скорость обмена и адрес опрашиваемого устройства. Рекомендуется задать следующие настройки: скорость обмена 9600 Bd, адреса опрашиваемых устройств в диапазоне от 1 до 899. Также необходимо задать следующие параметры: Биты данных – 7, Стоп-бит – 1, Четность – Even parity.

2.2.9 Защита и автоматика присоединений КРУ 10 кВ и 20 кВ

На присоединениях КРУ 10 кВ и КРУ 20 кВ, параллельно существующему терминалу типа SPAC 80x и REJ52x (при наличии REJ52x), предусматривается установка МФК NPT RPA реализующего функции АСУ

ТП и функции РЗА. При этом действие защит в составе МФК 10 кВ и 20 кВ происходит только на сигнал. Управление выключателями 10 кВ и 20 кВ посредством МФК происходит только по команде телеуправления. Импульсы Включить/Отключить подаются только на предназначенные для «ТУ» дискретные входы существующих МП РЗА «SPAC80х». Сигнал о регистрации условия для срабатывания защиты МФК передается на Сервер Оперативных данных и Сервер SCADA, срабатывает осциллографирование. Телеуправление возможно только при соблюдении заданных условий, описываемых программным алгоритмом «разрешение ТУ» в МФК.

МФК NPT RPA имеет свидетельство об утверждении типа средств измерений.

Для ввода секции КРУ 10 кВ, параллельно существующим терминалам SPAC 801.03, предусматривается установка МФК NPT RPA реализующего следующие функции:

В части защит:

- максимальная токовая защита (МТЗ);
- токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП);
- защита от обрыва фазы (ЗОФ);
- логическая защита шин (ЛЗШ);

В части автоматики:

- резервирование отказа выключателя (УРОВ);
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- контроль механического и коммутационного ресурса выключателя;

Дополнительные функции:

- измерение аналоговых сигналов;
- осциллографирование;
- измерение текущих фазных токов, напряжений;
- система самодиагностики;
- «обмен данными и командами в цифровых протоколах передачи данных со смежными устройствами и системами;

- регистрация аварийных событий» [31].

Для секционного выключателя КРУ 10 кВ и резервирования защит отходящих присоединений на СВ, параллельно существующему терминалу типа SPAC 801.02, предусматривается установка МФК NPTRPA реализующего следующие функции:

В части защит:

- максимальная токовая защита (МТЗ);
- защита от обрыва фазы (ЗОФ);
- логическая защита шин (ЛЗШ);

В части автоматики:

- резервирование отказа выключателя (УРОВ);
- автоматическое включение резерва (АВР);
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- контроль механического и коммутационного ресурса выключателя;

Дополнительные функции:

- измерение аналоговых сигналов;
- осциллографирование;
- измерение текущих фазных токов, напряжений;
- система самодиагностики;
- обмен данными и командами в цифровых протоколах передачи данных со смежными устройствами и системами;
- регистрация аварийных событий.

Для отходящих линий, ДГК, ТСН присоединений КРУ 10 кВ, параллельно существующему терминалу типа SPAC 801.01, предусматривается установка МФК NPTRPA реализующего следующие функции:

В части защит:

- двухступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ);
- токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП);

- защита от обрыва фазы (ЗОФ);

В части автоматики:

- резервирование отказа выключателя (УРОВ);
- «прием сигналов от внешнего АЧР и ЧАПВ;
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- контроль механического и коммутационного ресурса выключателя;

Дополнительные функции:

- измерение аналоговых сигналов;
- осциллографирование;
- измерение текущих фазных токов, напряжений;
- система самодиагностики;
- обмен данными и командами в цифровых протоколах передачи данных со смежными устройствами и системами;
- регистрация аварийных событий.

В ячейках шинных ТН КРУ 10 кВ, параллельно существующему терминалу типа SPAC 801.04, предусматривается установка МФК NPTRPA реализующего следующие функции:

В части защит:

- пуск по напряжению с контролем исправности вторичных цепей ТН;
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- защита от повышения напряжения (ЗПН)» [31];
- контроль наличия напряжения;

Дополнительные функции:

- местная предупредительная и аварийная сигнализация;
- измерение аналоговых сигналов;
- осциллографирование;
- система самодиагностики;
- «обмен данными и командами в цифровых протоколах передачи данных со смежными устройствами и системами;

- регистрация аварийных событий» [31].

Для ввода секции КРУ 20 кВ параллельно существующим терминалам SPAC 801.03 предусматривается установка МФК NPTRPA реализующего следующие функции:

В части защит:

- максимальная токовая защита (МТЗ);
- двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП);
- защита от обрыва фазы (ЗОФ);
- логическая защита шин (ЛЗШ);

В части автоматики:

- резервирование отказа выключателя (УРОВ);
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- контроль механического и коммутационного ресурса выключателя;

Дополнительные функции:

- измерение аналоговых сигналов;
- осциллографирование;
- измерение текущих фазных токов, напряжений;
- система самодиагностики;
- «обмен данными и командами в цифровых протоколах передачи данных со смежными устройствами и системами;
- регистрация аварийных событий» [31].

Для секционного выключателя КРУ 20 кВ и резервирования защит отходящих присоединений на СВ, параллельно существующему терминалу типа SPAC 801.02 предусматривается установка МФК NPTRPA реализующего следующие функции:

В части защит:

- максимальная токовая защита (МТЗ);
- токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП);

- защита от обрыва фазы (ЗОФ);
- логическая защита шин (ЛЗШ);

В части автоматики:

- резервирование отказа выключателя (УРОВ);
- автоматическое включение резерва (АВР);
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- контроль механического и коммутационного ресурса выключателя;

Дополнительные функции:

- измерение аналоговых сигналов;
- осциллографирование;
- измерение текущих фазных токов, напряжений;
- система самодиагностики;
- «обмен данными и командами в цифровых протоколах передачи данных со смежными устройствами и системами;
- регистрация аварийных событий» [31].

Для отходящих присоединений КРУ 20 кВ, параллельно существующему терминалу типа SPAC 801.01, предусматривается установка МФК NPTRPA реализующего следующие функции:

В части защит:

- двухступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ);
- двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП);
- защита от обрыва фазы (ЗОФ);

В части автоматики:

- резервирование отказа выключателя (УРОВ);
- прием сигналов от внешнего АЧР и ЧАПВ;
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- контроль механического и коммутационного ресурса выключателя;

Дополнительные функции:

- измерение аналоговых сигналов;
- осциллографирование;
- измерение текущих фазных токов, напряжений;
- система самодиагностики;
- «обмен данными и командами в цифровых протоколах передачи данных со смежными устройствами и системами;
- регистрация аварийных событий.

В ячейках шинных ТН КРУ 20 кВ, параллельно существующему терминалу типа SPAC 801.04, предусматривается установка МФК NPTRPA реализующего следующие функции:

В части защит:

- пуск по напряжению с контролем исправности вторичных цепей ТН;
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- защита от повышения напряжения (ЗПН);
- контроль наличия напряжения;

Дополнительные функции:

- измерение аналоговых сигналов;
- осциллографирование;
- система самодиагностики;
- обмен данными и командами в цифровых протоколах передачи данных со смежными устройствами и системами;
- регистрация аварийных событий» [31].

Дуговая защита КРУ 10 кВ и 20 кВ сохраняется существующей.

Логическая защита шин на ПС Пресненская в РУ 10, 20 кВ выполнена в составе существующих комплектов защит серии SPAC 80х. и в настоящий момент выведена из работы и не применяется. В виду этого предусматривается возможность организация дублирующей ЛЗШ в составе вновь устанавливаемых МФК NPT RPA, предусматриваются необходимые сигналы пуска защит и их прием в виде GOOSE-сообщений. Обмен сигналами о

блокировке ЛЗШ, а также УРОВ между МФК NPT RPA выполняется по МЭК61850-8.1 (GOOSE).

2.3 Подсистема РАС

2.3.1 Назначение системы

Система РАС выполняет мониторинг параметров переходных режимов, запись, хранение в энергонезависимой памяти и передачу на вышестоящие уровни данных о процессах возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций. Данная информация служит для анализа аварийных режимов, выявления причин возникновения аварий, а также анализа правильности функционирования устройств РЗА.

2.3.2 Цель создания системы

Основными целями создания системы РАС являются:

- получение полной и достоверной картины развития аварийных режимов на энергообъекте;
- упрощение анализа причин развития аварийных процессов: всем контролируемым аналоговым и дискретным сигналам присваиваются метки времени с микросекундной точностью, данные записываются в файлы осциллограмм в стандартизированном международном формате COMTRADE 2013 с учетом дополнительных требований, приведенных в ГОСТ Р 58601-2019 [7];
- организация централизованного хранения осциллограмм от устройств РАС, РЗА, МФК на Сервере РАС;
- передача результатов регистрации аварийных событий на вышестоящие уровни согласно требованиям, приведенным в СТО 59012820.29.020.009-2016 [31];
- возможность расширения функционала системы до требуемого в СТО 59012820.29.020.001-2019 путем подключения цепей измерительных обмоток трансформаторов тока к резервным

измерительным входам и приобретения дополнительной лицензии для серверного программного обеспечения [30].

2.3.3 Объем регистрируемых сигналов

Система РАС осуществляет измерение и регистрацию режимных параметров электротехнического оборудования ПС 220 кВ Пресненская в объёме, требуемом по ГОСТ Р 58601-2019 с учётом возможности расширения функционала системы до требуемого в СТО 59012820.29.020.001-2019.

Регистрации подлежат осциллограммы с регистраторов, устройств РЗА и МФК, с последующим хранением собранных осциллограмм и их каталогизацией.

Также система осуществляет регистрацию дискретных сигналов устройств РЗА ПС 220 кВ Пресненская. В системе регистрируется два типа дискретных сигналов:

- сигналы типа «сухой контакт»: используются для регистрации дискретных сигналов существующих устройств РЗА, не поддерживающих протокол GOOSE МЭК 61850-8-1;
- сигналы срабатывания защит, передаваемые устройствами РЗА в регистраторы по протоколу GOOSE МЭК 61850-8-1;
- сигналы, передаваемые устройствами РЗА в Сервер РАС по протоколу MMS МЭК 61850-8-1.

«Терминалы РЗА, поддерживающие протокол GOOSE стандарта МЭК 61850-8-1, подключаются в ЛВС АСУ ТП, по которой данные передаются в систему РАС. Сигналы, передаваемые в регистраторы РАС от терминалов РЗА по протоколу GOOSE МЭК 61850-8-1 служат для пуска регистраторов в соответствии с СТО 59012820.29.020.006-2015» [30].

Система РАС может обрабатывать до 96 наборов данных GOOSE включительно, до 32 сигналов (атрибуты: stVal, q, t) в каждом наборе данных.

Объем регистрируемых системой аналоговых и дискретных сигналов выбран согласно ГОСТ Р 58601-2019 с учётом ограничений, связанных с

текущим резервом по количеству дискретных выходов существующих устройств РЗА.

2.3.4 Проектные технические решения

Регистрация аварийных событий и процессов в подсистеме РАС АСУ ТП осуществляется с использованием автономных регистраторов аварийных событий, а также функций РАС, реализуемых в микропроцессорных терминалах РЗА и МФК с функциями РЗА.

В части подсистемы РАС имеются 2 уровня иерархии.

Нижний уровень – автономные регистраторы аварийных событий (РАС). В качестве устройств РАС также используются встроенные средства регистрации аварийных событий цифровых устройств РЗА и МФК. МФК обеспечивают регистрацию аварийных событий для присоединений 10 кВ и 20 кВ.

В качестве автономных регистраторов аварийных событий используется оборудование ПАРМА РП4.11 (сертифицирован ОДС СО ЕЭС на соответствие требованиям СТО 59012820.29.020.011-2016 [32]).

Система приема и передачи сигналов точного времени ПАРМА РВ9.01 (далее – система ПАРМА РВ9.01 [15]), выполняющая синхронизацию времени регистраторов по стеку протоколов 1PPS и NMEA0183 со временем глобальных навигационных систем с точностью 1 мкс;

Верхний уровень – сервер РАС.

Сервер со специализированным программным обеспечением осуществляет сбор осциллограмм с регистраторов, с последующим их каталогизацией и передачей на вышестоящие уровни, согласно требованиям, приведенным в СТО 59012820.29.020.009-2016. Также на Сервере РАС предусматривается хранение осциллограмм от устройств РЗА (не поддерживающих МЭК 61860-8-1) и МФК, при этом опрос устройств РЗА (посредством КП) и МФК осуществляется Сервером SCADA, полученные осциллограммы передаются на Сервер РАС.

2.3.5 Автономные регистраторы аварийных событий

Регистраторы представляют собой проектно-компонуемые, программно-конфигурируемые промышленные контроллеры, имеющие распределенную структуру и состоящие из блоков регистрации ПАРМА РП4.11 (далее – блок регистрации) и подключенных к ним по оптоволоконным линиям связи блоков преобразователей аналоговых и дискретных сигналов ПУ16/32М4 (далее блоки ПУ16/32М4) и блоков вывода дискретных сигналов БС-4 (далее блоки БС-4).

Регистратор может одновременно работать в качестве автономного регистратора аварийных событий, самописца, многофункционального измерительного преобразователя (далее - МИП).

Автономный регистратор аварийных событий: запись мгновенных значений измеряемых величин (в том числе полученных по протоколу SV стандарта МЭК 61850-9-2) и регистрируемых дискретных сигналов (в том числе полученных сервисом GOOSE-коммуникации стандарта МЭК 61850-8-1) в файлы осциллограмм в формате COMTRADE 2013, COMTRADE 1999 или в формате DO.

«Пуск записи файлов аварийных осциллограмм выполняется по факту выхода контролируемых параметров электрического режима за заданные оператором уставки» [28]. В качестве контролируемых параметров электрического режима могут выступать:

- действующие значения фазных токов/напряжений;
- действующие значения симметричных составляющих токов/напряжений (прямая, обратная и нулевая последовательности);
- частота фазного напряжения/тока, полученная по данным РАС;
- частота напряжения прямой последовательности, полученная по данным синхронизированных векторных измерений (далее - СВИ);
- скорость изменения частоты напряжения прямой последовательности, полученная по данным СВИ;

- действующие значения гармонических составляющих токов/напряжений;
- состояние дискретных сигналов (в том числе полученных сервисом GOOSE-коммуникации стандарта МЭК 61850-8-1).

Пуск регистратора также может выполняться по команде оператора с помощью органов местного управления регистратора или по команде, отправленной по цифровому протоколу передачи данных.

«Самописец: запись усредненных действующих значений измеряемых величин и регистрируемых дискретных сигналов в специальные файлы в формате ТО» [37]. Цикл записи и хранения таких файлов задаётся оператором.

МИП в составе автоматизированных систем управления технологическим процессом (далее - АСУ ТП), систем сбора и передачи информации (далее - ССПИ) и систем обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора (далее - СОТИ АССО): выполнение с нормированной точностью измерений параметров электрического режима, регистрация дискретных сигналов, преобразование данных измерений в цифровой код, отображение результатов измерений на индикаторе и передача информации в АСУ ТП, ССПИ и СОТИ АССО по цифровым протоколам передачи данных MMS МЭК 61850-8-1, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, OPC DA.

2.3.6 Блок регистрации

Блок регистрации осуществляет прием по цифровым интерфейсам измеренных данных аналоговых и дискретных сигналов от подключенных к нему блоков ПУ16/32М4, публикаторов SV МЭК61850-9-2 и GOOSE МЭК 61850-8-1, контроль параметров режима в соответствии с заданными уставками, пуск записи осциллограмм в случае обнаружения аварийного режима, хранение, индикацию и передачу данных в автоматизированные системы, а также выдачу команд на срабатывание встроенных реле блока БС-4.

Частота дискретизации аналоговых и дискретных сигналов определяется при настройке регистратора и выбирается из стандартного диапазона частот дискретизации: от 1600 до 19200 Гц. В случае использования SV МЭК 61850-9-2, частота дискретизации может приниматься 4000 или 4800 Гц согласно требованиям стандарта МЭК 61850-9-2 LE или корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС». Время записи аварийного процесса ограничено только объемом энергонезависимой памяти блока регистрации, время записи предаварийного процесса может задаваться оператором от 0,1 с до 15 с, время послеаварийного процесса – от 0,1 с до 60 с.

Блок регистрации оснащен следующим набором цифровых интерфейсов:

- до 4 интерфейсов 10/100/1000 Base-TX с поддержкой протоколов MMS, GOOSE стандарта МЭК 61850-8-1, протокола SV стандарта МЭК 61850-9-2, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, OPC, IEEE Std C37.118.2-2011;
- 4 интерфейса USB для возможности выгрузки файлов осциллограмм и log-файлов на USB-накопитель по месту;
- волоконно-оптический и электрический интерфейс для выполнения точной синхронизации блока по протоколам 1PPS и NMEA0183 или IRIG-B со временем глобальных навигационных систем.

Диапазон напряжения электропитания: =120...300 В, ~85...265 В, потребляемая мощность – не более 50 В·А. «Блок регистрации выдерживает перерывы электропитания без перезагрузки в течение 1 с по ГОСТ Р 51317.6.5» [6].

2.3.7 Блок ПУ 16/32М4

Блоки ПУ 16/32М4 выполняют измерение и регистрацию аналоговых и дискретных сигналов, их оцифровку и временную синхронизацию с последующей передачей результатов измерений по цифровому оптоволоконному каналу передачи данных в блок регистрации.

Количество входов блока ПУ16/32М4:

- количество аналоговых входов – 16 шт.;
- количество дискретных входов – 32 шт.

Подключение вторичных цепей тока и напряжения к измерительным входам блоков ПУ16/32М4 осуществляется через специализированные измерительные клеммы WAGO 2007-8821, конструкция которых позволяет реализовывать функции традиционных испытательных блоков и обеспечивать замыкание токовых цепей перед извлечением токоведущих частей измерительного тракта.

Потребляемая измерительными модулями напряжения и силы переменного тока мощность не превышает 0,5 В·А.

Входное сопротивление измерительных модулей напряжения постоянного тока, применяемых для контроля напряжения ЩПТ (НВП-460/650) составляет не менее 1,7 МОм, что соответствует требованиям СТО 34.01-4.1-002-2017 к входному сопротивлению цепей измерительных каналов напряжения постоянного тока.

Дискретные входы блоков ПУ 16/32М4 соответствуют требованиям ГОСТ Р 58601-2019 и СТО 34.01-4.1-002-2017 [26]. При этом уровни напряжения срабатывания, возврата и задержка на срабатывание дискретных входов может задаваться программно:

- напряжение срабатывания: =40...185 В с шагом 1 В;
- напряжение возврата: =35...180 В с шагом 1 В;
- задержка срабатывания: 0...20 мс с шагом 1 мс.

Электропитание дискретных входов блоков ПУ 16/32М4 осуществляется постоянным током =220 В от шкафа гарантированного электропитания.

Диапазон напряжения основного электропитания блоков ПУ 16/32М4: =120...300 В, ~85...265 В, потребляемая мощность – не более 40 В·А. «Блок ПУ 16/32М4 выдерживает перерывы электропитания без перезагрузки в течение 1 с по ГОСТ Р 51317.6.5» [6].

2.3.8 Блок БС-4

Блок БС-4 подключается к блоку регистрации по цифровому оптоволоконному каналу передачи данных и предназначен для формирования дискретных сигналов пуска регистратора, ошибок синхронизации времени и общего сигнала неисправности регистратора, и выдачи их в цепи сигнализации.

Блок БС-4 имеет четыре «сухих» изолированных дискретных выхода.

Диапазон напряжения электропитания блока БС-4: =120...300 В, ~85...265 В, потребляемая мощность – не более 8 В·А. «БС-4 выдерживает перерывы электропитания без перезагрузки в течение 1 с по ГОСТ Р 51317.6.5» [6].

2.3.9 Функции РАС МФК

МФК обеспечивают регистрацию аварийных событий для присоединений 10 кВ и 20 кВ. МФК выполняет функцию РАС по аналоговым и дискретным сигналам:

- частота дискретизации по всем измерительным каналам 1600 Гц;
- номиналы измеряемого переменного тока 1А или 5А;
- номинал измеряемого переменного напряжения 100 В;
- рабочий диапазон токовых измерительных входов $40 \cdot I_{ном}$;
- рабочий диапазон измерительных каналов напряжения $3 \cdot U_{ном}$;
- номинальная частота 50 Гц;
- действующие значения симметричных составляющих для пусковых органов вычисляются на 1 периоде промышленной частоты;

«Условия пуска:

- по изменению расчетных значений симметричных составляющих напряжений, взятых от «звезды» ТН: увеличение (выше уставки) напряжения нулевой последовательности $U_0 >$, увеличение (выше уставки) напряжения обратной последовательности $U_2 >$, понижение (ниже уставки) напряжения прямой последовательности $U_1 >$,

увеличение (выше уставки) напряжения прямой последовательности $U_1 >$;

- по увеличению (выше уставки) напряжения нулевой последовательности $3U_0 >$, взятой от «разомкнутого треугольника» ТН;
- по изменению расчетных значений симметричных составляющих фазных токов присоединения:
- увеличение (выше уставки) тока нулевой последовательности $I_0 >$,
- увеличение (выше уставки) тока обратной последовательности $I_2 >$,
- увеличение (выше уставки) тока прямой последовательности $I_1 >$;
- по увеличению (выше уставки) одного из фазных токов $I_A <$, $I_B <$, $I_C <$;
- по увеличению (выше уставки) тока нулевой последовательности $3I_0 >$, взятого непосредственно от ТТ;
- по изменению значения (выше, ниже уставки) любого аналогового сигнала;
- по изменению любого дискретного сигнала при замыкании, размыкании или изменении состояния контакта,
- пуск при несимметрии более 20 мс;

Предусмотрены блокировки от длительного пуска при постоянно сработавшем пусковом органе и при многократном срабатывании пускового органа» [28].

- время записи предаварийного режима до 10 с,
- время записи послеаварийного режима до 25 с;
- максимальная длительность записи одной осциллограммы до 25 с;
- суммарная длительность одновременно хранимых осциллограмм до 500 с;
- формат хранимых осциллограмм COMTRADE;

- протокол передачи осциллограмм на верхний уровень МЭК 61850-8-1 (MMS), FTP, HTTP;
- передача осциллограмм на верхний уровень осуществляется автоматически (без участия оператора).

2.3.10 Сервер РАС

Сервер со специализированным программным обеспечением осуществляет сбор осциллограмм с регистраторов, с последующей их каталогизацией и передачей на вышестоящие уровни, согласно требованиям, приведенным в СТО 59012820.29.020.009-2016. Также на Сервере РАС предусматривается хранение осциллограмм от устройств РЗА и МФК, при этом опрос устройств РЗА и МФК осуществляется Сервером SCADA, полученные осциллограммы передаются на Сервер РАС.

Осциллограммы встроенных в МП РЗА и в МФК РАС дополняют и детализируют осциллограммы, полученные от автономных РАС.

Состав интеллектуальных устройств, поддерживающих передачу файлов осциллограмм приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Состав интеллектуальных устройств, поддерживающих сбор осциллограмм

Устройства	СО ЕЭС	СРЗА и АСДУ ЦУС
Автономные РАС ПАРМА РП4.11		3
Проектируемые РЗА:		
ДЗШ/УРОВ 220 кВ		6
ДЗШ/УРОВ 110 кВ		6
Существующие МП РЗА:		
- присоединений 220 кВ;		19
- присоединений 110 кВ;		9
- Т, АТ, реакторов, РТ;		32
- АЧР 20 кВ		3
- АЧР 10 кВ		2
- присоединений 10 кВ	-	91
- присоединений 20 кВ	-	116
МФК с функциями РАС присоединений 10 кВ и 20 кВ	-	155
Итого:	80	442

Программное обеспечение позволяет путем приобретения дополнительной лицензии расширять свой функционал, дополнительно добавляя функционал концентратора синхронизированных векторных данных.

В качестве сервера РАС используется промышленная серверная платформа со следующими характеристиками аппаратного обеспечения:

- процессор Intel Xeon E5-1630v4;
- ОЗУ 2×DDR4 8GB;
- 4×2TB SAS HDD;
- SSD накопители для операционной системы;
- аппаратный SAS/SATA RAID контроллер;
- резервированные блоки питания.

В качестве операционной системы используется операционная система Windows Server 2019 или новее. Также на сервер устанавливается комплект офисных программ MS Office 2019 Standard. Для обеспечения антивирусной защиты используется программное обеспечение KICS for Nodes (Server, Enterprise Russian Edition 1-node 2 year Base Lic).

2.3.11 Функции передачи информации об аварийных событиях

Сбор с Сервера РАС информации об аварийных событиях осуществляется системой сбора АО «СО ЕЭС».

Функции информационного обмена сервера РАС с системой сбора АО «СО ЕЭС» должны выполняться клиентскими средствами программного обеспечения модуля анализа и передачи неоперативной технологической информации, рекомендуемого АО «СО ЕЭС» в соответствии с СТО 59012820.29.020.009-2016.

«Инициатором установления соединения с системой сбора АО «СО ЕЭС» должен выступать сервер РАС (мастер-устройство). После установления соединения модуль анализа и передачи данных должен осуществлять регулярные информационные послышки для контроля наличия соединения. Периодичность посылок должна быть настраиваемая в пределах 1–30 минут.

Передача файлов, содержащих информацию об аварийных событиях, ведется в одном из трех режимов:

- «по запросу»;
- «по расписанию»;
- «автоматический».

Выбор режима и параметры передачи устанавливаются из ДЦ в соответствии с таблицей 7» [7].

Таблица 7 – «Выбор режима и параметры передачи

Группа данных	Режим передачи	Приоритет передачи	Выбор режима из ДЦ
Уведомления	Автоматический	Высокий	Нет
Осциллограммы аварийных событий	По запросу / По расписанию / Автоматический	Высокий	Есть
Текстовые отчеты об аварийном событии	По запросу / По расписанию / Автоматический	Высокий	Есть
Результаты ОМП на ЛЭП	По запросу / По расписанию / Автоматический	Высокий	Есть
Журналы срабатывания (Trip Log) микропроцессорных устройств РЗ, ПА, СВ	По запросу / По расписанию / Автоматический	Средний	Есть
Файлы параметрирования микропроцессорных устройств РЗ, ПА, СВ	По запросу	Низкий	Нет» [7]

«При появлении в папке сервера РАС, выделенной под размещение информации для последующей передачи в ДЦ, новых или изменении имеющихся файлов модулем анализа и передачи данных формируются и отправляются в систему сбора АО «СО ЕЭС» уведомление одного из следующих типов:

- появление осциллограмм аварийных событий с автономных РАС, микропроцессорных устройств РЗ, СА, ПА, СВ, специализированных устройств ОМП;

- появление текстовых отчетов об аварийном событии;
- появление результатов ОМП на ЛЭП;
- появление / изменение файлов журналов срабатывания (Trip Log) микропроцессорных устройств РЗ, СА, ПА, СВ;
- появление новых / изменение файлов параметрирования микропроцессорных устройств РЗ, СА, ПА, СВ (при наличии технической возможности)» [29].

«Уведомление содержат следующие атрибуты:

- дата и время формирования уведомления;
- тип уведомления;
- идентификатор объекта (присваивается при подключении объекта электроэнергетики к системе сбора АО «СО ЕЭС»);
- идентификатор экземпляра устройства (присваивается при подключении объекта электроэнергетики к системе сбора АО «СО ЕЭС»);
- идентификатор типа данных;
- имя файла (группы файлов) данных с информацией об аварийных событиях;
- дата, время формирования файла на объекте (извлекается из свойств файла);
- размер файла (группы файлов) для передачи;
- дата, время и условия пуска автономного РАС, функции РАС в микропроцессорных устройствах РЗ, СА, ПА, СВ или специализированного устройства ОМП на ЛЭП (извлекается из соответствующих файлов, формируемых источниками информации об аварийных событиях)» [30].

В режиме «по запросу» после отправки уведомления в ДЦ, модуль анализа и передачи данных должен ожидать запрос из ДЦ на передачу данных. В запросе указываются идентификаторы файлов и приоритет передачи.

Передача файлов, содержащих информацию об аварийных событиях выполняется сразу после получения запроса в соответствии с заданными приоритетами.

В режиме «по расписанию» после отправки в ДЦ уведомления модуль анализа и передачи данных должен ожидать запрос из ДЦ на передачу данных. В запросе указываются файлы для передачи, приоритет передачи и время начала передачи данных. Передача файлов, содержащих информацию об аварийных событиях выполняется после получения запроса и наступления указанного в запросе времени в соответствии с заданными приоритетами.

«В режиме «автоматический» в ДЦ должны передаваться уведомления о наличии в папке сервера РАС, выделенной под размещение информации для последующей передачи в ДЦ, новых данных и все вновь появившиеся/измененные файлы данных в соответствии с приоритетами, за исключением файлов параметрирования микропроцессорных устройств РЗ, СА, ПА, СВ.

Передача уведомлений должна иметь высокий нерегулируемый приоритет по сравнению с передачей файлов данных.

При одновременном появлении нескольких групп данных или при установлении после потери связи в первую очередь передаются данные более высокого приоритета.

Если для одного аварийного события устройство (источник информации) формирует несколько файлов с одним именем (различные расширения), должно передаваться одно уведомление, а другие файлы должны объединяться и передаваться одним архивом» [30].

2.4 Решения по электропитанию технических средств

Оборудование АСУ ТП относится к первой категории по надёжности электроснабжения.

Электропитание всех устройств ПТК АСУ ТП организовано от шкафа

единой системы бесперебойного питания (шкаф ЕСПБ). Для этого шкаф ЕСПБ подключается к двум секциям ЩСН 0,4 кВ и ЩПТ. В шкафу ЕСПБ, сеть однофазного переменного тока 230 В организуется от разных секций ЩСН, сеть оперативного постоянного тока напряжением 220 В организуется от ЩПТ.

«Модули электропитания устройств среднего и нижнего уровня резервированы и подключены к шкафам ЕСПБ, к двум независимым сетям питания, организованным в шкафах ЕСПБ. Подключение основного ввода модулей питания устройств среднего и нижнего уровня осуществляется от сети переменного тока, подключение резервного ввода модулей питания от сети постоянного тока подстанции.

Электропитание всех устройств ПТК АСУ ТП верхнего уровня, серверов оперативной информации, серверов SCADA организовано от системы гарантированного питания» [27]. Система гарантированного питания устанавливается в шкафах ЕСПБ и включает в себя инверторы постоянного тока напряжением 220 В со статическим байпасом, ИБП с SNMP контролем и управлением, модуль АВР, ручной байпас. При полном пропадании напряжения на ЩСН и ЩПТ, питание оборудования верхнего уровня будет осуществляться от ИБП в шкафах ЕСПБ.

«В цепях питания устройств АСУ ТП верхнего уровня предусмотрены сетевые фильтры для защиты оборудования АСУ ТП от скачков питающего напряжения.

Система правильно функционирует при изменении оперативного напряжения в пределах +10% и -20% от номинального.

Кратковременная и долговременная потеря питания постоянного оперативного тока не приведет к необратимым последствиям для АСУ ТП. После восстановления питания оперативным постоянным током АСУ ТП автоматически продолжает свою работу в нормальном режиме» [11]. Конфигурации и параметры настройки ПТК АСУ ТП (модулей, блоков,

контроллеров и др.) сохраняться при внезапных отключениях и перерывах питания.

Для диагностики и сигнализации состояния ЕСБП предусматривается вывод сигнализации посредством датчиков типа «сухой контакт» на клеммы шкафа ЕСПБ с последующим подключением этих сигналов в контроллер общеподстанционной сигнализации. Предусмотрен вывод следующих сигналов: состояний вводов (наличие напряжений) ЩСН, ЩПТ, состояния АВР, положения статических и ручных байпасов, исправность инвертора.

Выбранные в работе шкафы РАС и ДЗШ/УРОВ получают питание напряжением 220 В постоянного тока от ЩПТ подстанции.

2.4.1 Выбор автоматических выключателей

2.4.1.1 Определение отключающей способности автоматических выключателей

Аппараты защиты по своей отключающей способности должны соответствовать максимальному значению тока КЗ в начале защищаемого участка электрической сети. Максимальное значение тока КЗ будет на вводах шкафа питания (ЕСПБ CS023).

Упрощенная однолинейная схема приведена на рисунке 1.

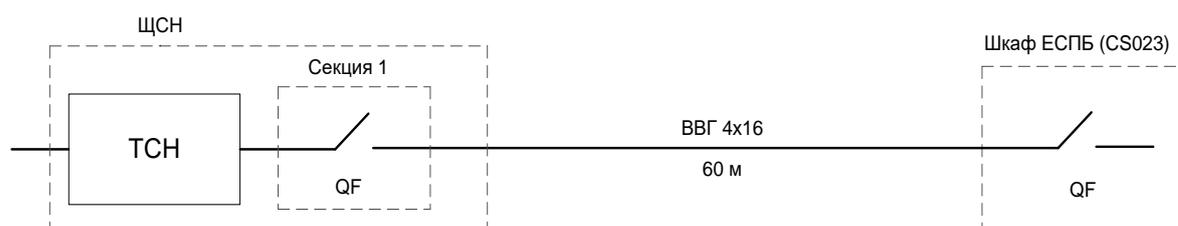


Рисунок 1 - Упрощенная однолинейная схема

Питание шкафа производится переменным однофазным током. Ток однофазного КЗ определим по формуле:

$$I_{\text{окз}} = U_{\text{ф}} / (Z_{\text{п}} + Z_{\text{т}}), \quad (1)$$

где $U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение сети, В;

$Z_{\text{п}}$ – полное сопротивление петли фаза-нуль, Ом;

$Z_{\text{т}}$ – полное сопротивление фазной обмотки трансформатора на стороне низшего напряжения, Ом.

$$Z_n = \sqrt{R_n^2 + X_n^2}, \quad (2)$$

где R_n – активное сопротивление одного провода цепи короткого замыкания, Ом. Провод медный, $2 \times 16 \text{ мм}^2$, длина 60 м, удельное сопротивление меди $0,018 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

X_n – индуктивное сопротивление линии, Ом. Удельное индуктивное сопротивление $0,6 \text{ Ом}/\text{км}$ [12].

$$Z_n = \sqrt{0,0335^2 + 0,036^2} = 0,04935 \text{ Ом},$$

$$Z_m = \frac{U_k \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I_n \cdot 100}, \quad (3)$$

где U_n и I_n – номинальные напряжение и ток трансформатора, В и А. По паспортной табличке трансформатора $U_n = 400 \text{ В}$, $I_n = 1443,41 \text{ А}$;

U_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, % от номинального напряжения. По данным на трансформатор – $7,8 \%$.

$$Z_m = \frac{7,8 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 1443,41 \cdot 100} = 0,01248 \text{ Ом},$$

$$I_{\text{окз}} = 230 / (0,04935 + 0,01248) = 3735,1 \text{ А}.$$

Примененные вводные автоматические выключатели имеют номинальную отключающую способность равную 10 кА, остальные не менее 6 кА, что соответствует требованиям ПУЭ (п. 3.1.3) [18].

2.4.1.2 Выбор номинальных токов автоматических выключателей

Номинальные токи автоматических выключателей выбираются исходя из максимальной потребляемой мощности электроприемников. Для основных потребителей данные приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Сведения об основных потребителях ЭЭ в АСУ ТП

Наименование оборудования	Потребляемая мощность единицы (max), Вт	Кол-во, шт.	Потребляемая мощность всего (max), Вт
Шкаф серверов SCADA			
Server, БП 800 Вт	800	3	2400
HP MSA 2050	400	1	400
FortiGate Rugged 90D	40	1	40
RSPE35	62	1	62
MAR1030	35	4	140
MAR1040	26	1	26
Консоль Aten CL5708MR	28	1	28
Панель вентиляторов	30	2	60
Всего			3156
Потребляемый ток, А			14,35
Номинальный ток автоматического выключателя, А			16
Шкаф серверов ТМ			
Server, БП 800 Вт	800	2	1600
Метроном microSync	50	2	100
FortiGate Rugged 90D	40	1	40
RSPE35	62	1	62
MAR1030-40MMMMM	35	4	140
MAR1040-4C4C4C4C9999TMMHP	26	1	26
Консоль Aten CL5708MR	28	1	28
Панель вентиляторов	30	2	60
Всего			2056
Потребляемый ток, А			9,35
Номинальный ток автоматического выключателя, А			10
Шкаф коммутаторов CS021, CS022			
MAR1030	35	7	245
Панель вентиляторов (2 вент.×15 Вт)	30	1	30
Всего			275
Потребляемый ток, А			1,25
Номинальный ток автоматического выключателя, А			2

Продолжение таблицы 8

Наименование оборудования	Потребляемая мощность единицы (макс), Вт	Кол-во, шт.	Потребляемая мощность всего (макс), Вт
Шкаф КП (CS011 ... CS052)			
NPT RPA	100	2	200
Всего			200
Потребляемый ток, А			0,91
Номинальный ток автоматического выключателя, А			4
Шкаф КП (CS053)			
NPT RPA	100	1	100
NPT RTU	20	3	60
Всего			160
Потребляемый ток, А			0,73
Номинальный ток автоматического выключателя, А			4

Для обеспечения селективности при выборе автоматических выключателей соблюдается правило: $I_{н \text{ источника}} > I_{н \text{ потребителя}}$.

2.4.2 Расчет времени автономной работы от ЕСПБ

ЕСПБ в режиме автономной работы поддерживает следующее оборудование:

- АРМ в комнате РЗА;
- АРМ в комнате дежурных;
- шкаф серверов SCADA;
- шкаф серверов ТМ.

Мощность, потребляемая от источника бесперебойного питания, перечисленным выше оборудованием приведена в таблице 9.

Источник бесперебойного питания в режиме автономной работы получает энергию от аккумуляторной батареи, состоящей из 16 аккумуляторов емкостью 75 А·ч.

Таблица 9 - Мощность, потребляемая от источника бесперебойного питания

Наименование оборудования	Потребляемая мощность (мах), Вт	Кол-во, шт.	К _{исп.}	Потребляемая мощность всего, Вт
АРМ в комн. РЗА				
Монитор 32	41	2	1	82
РС, БП 800 Вт	800	1	0,8	640
Всего				722
АРМ в комн. деж.				
Монитор 32	41	2	1	82
РС, БП 800 Вт	800	1	0,8	640
Принтер HP формат А4	300	1	0,1	30
Принтер HP формат А3	550	1	0,1	55
Всего				807
Шкаф серверов SCADA				
Server, БП 800 Вт	800	3	0,8	1920
HP MSA 2050	400	1	0,8	320
FortiGate Rugged 90D	40	1	0,8	32
RSPE35	62	1	0,8	49,6
MAR1030	35	4	0,8	112
MAR1040	26	1	0,8	20,8
Консоль Aten CL5708MR	28	1	0,8	22,4
Панель вентиляторов	30	2	1	60
Всего				2536,8
Шкаф серверов ТМ				
Server, БП 800 Вт	800	2	0,8	1280
Метроном microSync	50	2	0,8	80
FortiGate Rugged 90D	40	1	0,8	32
RSPE35	62	1	0,8	49,6
MAR1030	35	4	0,8	112
MAR1040	26	1	0,8	20,8
Консоль Aten CL5708MR	28	1	0,8	22,4
Панель вентиляторов	30	2	1	60
Всего				1656,8
Всего потребление от ИБП				5722,6

Время автономной работы составит:

$$T = (E_{\text{акк}} \cdot U_{\text{акк}} \cdot N \cdot K_{\text{исп}}) / P_{\text{пот}}, \quad (4)$$

где $E_{\text{акк}}$ – емкость аккумулятора, А·ч;

$U_{\text{акк}}$ – напряжение аккумулятора, В;

N – количество аккумуляторов в батарее, шт.;

$K_{исп.}$ - коэффициент использования аккумуляторной батареи.

Принимается 0,8.

$P_{пот}$ – мощность, потребляемая оборудованием, Вт.

$$T = (75 \cdot 12 \cdot 16 \cdot 0,8) / 5722,6 = 2,01 \text{ ч.}$$

2.5 Расчет метрологических характеристик измерительных каналов АСУ ТП

2.5.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

Метрологическое обеспечение АСУ ТП включая измерительные каналы соответствует требованиям Закона РФ ред. от 08.12.2020 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» [34], ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения» [8].

Метрологическое обеспечение АСУ ТП основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

«Метрологические характеристики измерительных каналов АСУ ТП определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, контроллеров и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до контроллеров» [40]. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АСУ ТП (измерительный трансформатор, контроллеров) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Средства измерения должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ.

В настоящей работе предусматривается измерение напряжения на шинах 220 кВ, 110 кВ, 20 кВ, и 10 кВ, а также токов нагрузки и мощности присоединений 220 кВ, 110 кВ, 20 кВ и 10 кВ. Перечень каналов измерения представлен в таблице 10.

Информационно измерительный канал АСУ ТП включает в себя СИ:

- измерительные трансформаторы тока
- измерительные трансформаторы напряжения;
- многофункциональные измерительные модули.

Таблица 10 - Перечень каналов измерения

Наименование сигнала	Измерения	Погрешность		
		ТТ	ТН	Измерительный модуль
ЭВ 220 кВ АТ-1	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
ЭВ 220 кВ АТ-2	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
КЛ 220 кВ Очаково-Пресненская №1	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
КЛ 220 кВ Очаково-Пресненская №2	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
КЛ 220 кВ Белорусская-Пресненская №1	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
КЛ 220 кВ Белорусская-Пресненская №2	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
ЭВ 220 кВ Т-3	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
ЭВ 220 кВ Т-4	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
ЭВ 220 кВ Т-5	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
ШСЭВ 220 кВ	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
ЭВ 110 кВ АТ-1	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
ЭВ 110 кВ АТ-2	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
КЛ 110 кВ ТЭС Международная-Пресненская №1	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
КЛ 110 кВ ТЭС Международная-Пресненская №2	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
КЛ 110 кВ Резерв (1)	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
КЛ 110 кВ Резерв (2)	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
КЛ 110 кВ Резерв (3)	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
КЛ 110 кВ Резерв (4)	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
ШСЭВ 110 кВ	I,U,P,Q,	0,2S	0,2	0,2
ВВк 1 с. 20 кВ яч.103	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 2 с. 20 кВ яч.210	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 3 с. 20 кВ яч.310	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 4 с. 20 кВ яч.403	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 5 с. 20 кВ яч.510	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 6 с. 20 кВ яч.610	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
СВВк 2-1 с. 20 кВ яч.202	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
СВВк 3-2 с. 20 кВ яч.301	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2

Продолжение таблицы 10

Наименование сигнала	Измерения	Погрешность		
		ТТ	ТН	Измерительный модуль
СВВк 3-1 с. 20 кВ яч.302	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
СВВк 5-4 с. 20 кВ яч.502	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
СВВк 6-5 с. 20 кВ яч.602	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.104	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.105	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.106	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.107	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.108	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.110	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.203	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.204	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.205	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.206	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.207	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.209	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.303	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.305	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.306	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.307	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.308	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.309	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.404	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.405	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.406	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.407	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.408	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.410	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.503	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.504	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.505	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.506	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.507	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.509	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.603	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.605	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.606	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.607	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.608	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 20 кВ яч.609	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 1 сек. 10 кВ АТ-1 яч.111	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 2 сек. 10 кВ АТ-2 яч.210	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 3 сек 10 кВ АТ-1 яч.320	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 4 сек. 10 кВ АТ-2 яч.420	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
СВВк 2 сек. 10 кВ яч.201	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
СВВк 4 сек. 10кВ яч.403	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2

Продолжение таблицы 10

Наименование сигнала	Измерения	Погрешность		
		ТТ	ТН	Измерительный модуль
ВВк ТСН-1 10 кВ Яч. 101	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 1 сек. 10 кВ ТДГР-1 + ДГР-1 Яч. 103	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 106	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 107	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 108	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 109	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 112	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 113	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 114	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 115	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 116	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 117	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 118	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 119	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 120	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 121	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 122	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 123	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 2 сек. 10 кВ ТДГР-2 + ДГР-2 Яч. 202	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 205	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 206	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 207	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 208	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 211	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 212	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 213	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 214	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 215	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 216	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 217	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 218	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 219	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 220	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 221	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 222	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 3 сек. 10 кВ ТДГР-3 + ДГР-3 Яч. 301	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 304	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 305	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 306	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 307	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 308	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 309	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 310	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 312	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 313	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2

Продолжение таблицы 10

Наименование сигнала	Измерения	Погрешность		
		ТТ	ТН	Измерительный модуль
ВВк 10 кВ Яч. 314	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 315	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 316	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 317	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 318	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 321	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 322	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк ТСН-2 10 кВ Яч. 401	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 4 сек. 10 кВ ТДГР-4 + ДГР-4 Яч. 402	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 404	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 405	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 406	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 407	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 408	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 409	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 410	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 412	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 413	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 414	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 415	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 416	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 417	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 418	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 421	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
ВВк 10 кВ Яч. 422	I,U,P,Q,	0,5	0,5	0,2
Ввод 1 0,4 кВ	I,U,P,Q,	0,5	-	0,2-
САВ 1-3 0,4 кВ	I,U,P,Q,	0,5	-	0,2-
Ввод 2 0,4 кВ	I,U,P,Q,	0,5	-	0,2-
САВ 2-3 0,4 кВ	I,U,P,Q,	0,5	-	0,2-
Ввод 3 0,4 кВ	I,U,P,Q,	0,5	-	0,2-
Температура масла в приводе РПН ф.А АТ-1	Т	-	-	0,5
Температура масла в приводе РПН ф.В АТ-1	Т	-	-	0,5
Температура масла в приводе РПН ф.С АТ-1	Т	-	-	0,5
Температура масла в приводе РПН ф.А АТ-2	Т	-	-	0,5
Температура масла в приводе РПН ф.В АТ-2	Т	-	-	0,5
Температура масла в приводе РПН ф.С АТ-2	Т	-	-	0,5
Температура наружного воздуха	Т	-	-	0,5
Температура воздуха в помещении ЩУ	Т	-	-	0,5

Продолжение таблицы 10

Наименование сигнала	Измерения	Погрешность		
		ТТ	ТН	Измерительный модуль
Температура воздуха в помещении «Серверная»	Т	-	-	0,5
Температура воздуха в помещении КРУЭ 220/110 кВ	Т	-	-	0,5
Температура воздуха в помещении КРУ 1-4 сек 20 кВ	Т	-	-	0,5
Температура воздуха в помещении КРУ 2-5 сек 20 кВ	Т	-	-	0,5
Температура воздуха в помещении КРУ 3-6 сек 20 кВ	Т	-	-	0,5
Температура воздуха в помещении КРУ 1-3 сек 10 кВ	Т	-	-	0,5
Температура воздуха в помещении КРУ 2-4 сек 10 кВ	Т	-	-	0,5

2.5.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Сечения жил кабелей токовых цепей трансформаторов тока (ТТ) выбираются исходя из выполнения следующего условия (согласно ГОСТ 7746-2015 [5]):

$$0,25 \cdot Z_{\text{доп}} \leq Z_n \leq Z_{\text{доп}}, \quad (5)$$

где Z_n – полная нагрузка вторичной обмотки ТТ, Ом;

$Z_{\text{доп}}$ – допустимая (номинальная) нагрузка вторичной обмотки ТТ, Ом.

Полная нагрузка складывается из сопротивлений, подключенных к ТТ приборов, контрольных кабелей и переходных контактов.

$$Z_{\text{доп}} = R_{\text{пр}} + K_1 \cdot R_{\text{каб}} + R_{\text{перех}}, \quad (6)$$

где « $R_{\text{пр}}$ – суммарное сопротивление приборов, Ом;

K_1 – коэффициент схемы включения ТТ;

$R_{\text{каб}}$ – суммарное сопротивление кабеля токовых цепей, Ом» [5];

$R_{\text{перех}}$ – суммарное сопротивление переходных контактов, Ом.

$$R_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{сч}}}{I_{2\text{ ном}}^2}, \quad (7)$$

где $S_{\text{сч}}$ – потребление токовой цепи контроллера, ВА;

K_1 – коэффициент схемы включения ТТ;

$K_1 = 1$ – для включения ТТ по схеме «звезда» (трехфазное четырехпроводное включение контроллера);

$K_1 = \sqrt{3}$ – для включения ТТ по схеме «неполная звезда» (двухфазное трехпроводное включение контроллера).

Значение сопротивления переходных контактов в расчетах принимается $R_{\text{перех}} 0,1$ Ом.

Расчетное сечение проводника определяется из выражения:

$$F_p = \frac{\rho \cdot K_1 \cdot L}{(Z_{\text{доп}} - R_{\text{пр}} - R_{\text{перех}})}, \quad (8)$$

По полученному значению расчетного сечения из стандартного ряда сечений принимается ближайшее большее.

Суммарное сопротивление кабеля токовых цепей рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot L}{S_{\text{каб}}}, \quad (9)$$

где ρ – удельное сопротивление меди, Ом·мм²/м;

L – длина кабеля токовых цепей, м;

$S_{\text{каб}}$ – принятое сечение токовых цепей, мм².

Далее по формуле (6) определяется значение полной вторичной нагрузки Z_n и производится проверка на соответствие условию (5).

Результаты расчета нагрузки вторичных цепей существующих трансформаторов тока приведен в таблице 11.

2.5.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Нагрузка вторичной измерительной (дополнительной) обмотки трансформаторов напряжения ТН-1 220кВ, ТН-2 220кВ, ТН-1 110 кВ, ТН-2 110кВ, и измерительной обмотки ТН-1 1 сек. 20 кВ, ТН-1 2 сек. 20 кВ, ТН-1 3 сек. 20 кВ, ТН-1 4 сек. 20 кВ, ТН-1 5 сек. 20 кВ, ТН-1 6 сек. 20 кВ, ТН-1 1 сек.10 кВ, ТН-1 2 сек.10 кВ, ТН-1 3 сек.10 кВ, ТН-1 4 сек.10 кВ согласно ГОСТ 1983- 2001, должна быть в пределах:

$$0,25 S_{\text{ном}} \leq S_{\text{факт}} \leq S_{\text{ном}}. \quad (10)$$

Нагрузка вторичной цепи складывается из следующих элементов:

- сопротивления приборов, включенных в цепь трансформатора напряжения;
- сопротивления догрузочных сопротивлений.

Сопротивлением кабелей и переходных сопротивлений в контактных соединениях в расчетах пренебрегаем в связи с их малым значением по сравнению с сопротивлением приборов и догрузочных резисторов.

Расчет нагрузки вторичных цепей ТН производится в следующей последовательности.

Потребляемая мощность приборов и догрузочных резисторов (при необходимости), определяется из паспортных данных или руководства по эксплуатации $S_{\text{пр.}}$, $S_{\text{догр.}}$, ВА.

Полная вторичная нагрузка на ТН, вторичной обмотки ТН вычисляется по формуле:

$$S_{\text{п}} = \Sigma S_{\text{пр.}} + S_{\text{догр.}} \quad (11)$$

где $\Sigma S_{\text{пр.}}$ – суммарная нагрузка приборов, подключенных к ТН, для которого выполняется расчет.

Таблица 11 - Нагрузка вторичных цепей установленных измерительных трансформаторов тока

Наименование присоединения	Ном. втор. ток ТТ, А	Номинальная нагрузка, ВА	Мощность, потребл. счетчиком и модулей АСУ ТП по ОТ, ВА	Сумм. сопр. приб., Ом	Уд. сопр. меди, р, Ом·мм ² /м	Расчетная длина кабеля Лкаб, м	Площадь поперечного сечения кабеля, S, мм ²	Коэф. схемы включения	Сопр. кабеля, Rкаб., Ом	Переходное сопротивление, Ом	Суммарная втор. нагрузка ТТ Зп, Ом	Догрузочное сопротивление, ВА	Догрузочное сопротивление, Ом	Полная нагрузка, ВА	Нагрузка вторичной обмотки и ТТ в %	Соответствие требованиям ГОСТ 7746
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ЭВ 220 кВ АТ-1	1	20	1,5	1,5	0,0175	185	4	1	0,809	0,050	0,859	4	4	6,36	31,80	Соотв.
ЭВ 220 кВ АТ-2	1	20	1,5	1,5	0,0175	210	4	1	0,919	0,050	0,969	4	4	6,47	32,34	Соотв.
КЛ 220 кВ Очаково-Пресненская №1	1	20	1,5	1,5	0,0175	235	4	1	1,028	0,050	1,078	4	4	6,58	32,89	Соотв.
КЛ 220 кВ Очаково-Пресненская №2	1	20	1,5	1,5	0,0175	200	4	1	0,875	0,050	0,925	4	4	6,43	32,13	Соотв.
КЛ 220 кВ Белорусская-Пресненская №1	1	20	1,5	1,5	0,0175	155	4	1	0,678	0,050	0,728	4	4	6,23	31,14	Соотв.
КЛ 220 кВ Белорусская-Пресненская №2	1	20	1,5	1,5	0,0175	135	4	1	0,591	0,050	0,641	4	4	6,14	30,70	Соотв.
ЭВ 220 кВ Т-3	1	20	1,5	1,5	0,0175	190	4	1	0,831	0,050	0,881	4	4	6,38	31,91	Соотв.
ЭВ 220 кВ Т-4	1	20	1,5	1,5	0,0175	220	4	1	0,963	0,050	1,013	4	4	6,51	32,56	Соотв.
ЭВ 220 кВ Т-5	1	20	1,5	1,5	0,0175	210	4	1	0,919	0,050	0,969	4	4	6,47	32,34	Соотв.
ШСЭВ 220 кВ	1	20	1,5	1,5	0,0175	205	4	1	0,897	0,050	0,947	4	4	6,45	32,23	Соотв.
ЭВ 110 кВ АТ-1	1	20	1,5	1,5	0,0175	185	4	1	0,809	0,050	0,859	4	4	6,36	31,80	Соотв.
ЭВ 110 кВ АТ-2	1	20	1,5	1,5	0,0175	190	4	1	0,831	0,050	0,881	4	4	6,38	31,91	Соотв.
КЛ 110 кВ ТЭС Международная-Пресненская №1	1	20	1,5	1,5	0,0175	210	4	1	0,919	0,050	0,969	4	4	6,47	32,34	Соотв.
КЛ 110 кВ ТЭС Международная-Пресненская №2	1	20	1,5	1,5	0,0175	225	4	1	0,984	0,050	1,034	4	4	6,53	32,67	Соотв.
КЛ 110 кВ Резерв (1)	1	20	1,5	1,5	0,0175	140	4	1	0,613	0,050	0,663	4	4	6,16	30,81	Соотв.
КЛ 110 кВ Резерв (2)	1	20	1,5	1,5	0,0175	140	2,5	1	0,980	0,050	1,030	4	4	6,53	32,65	Соотв.

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
КЛ 110 кВ Резерв (3)	1	20	1,5	1,5	0,0175	140	4	1	0,613	0,050	0,663	4	4	6,16	30,81	Соотв.
КЛ 110 кВ Резерв (4)	1	20	1,5	1,5	0,0175	140	4	1	0,613	0,050	0,663	4	4	6,16	30,81	Соотв.
ШСЭВ 110 кВ	1	20	1,5	1,5	0,0175	180	4	1	0,788	0,050	0,838	4	4	6,34	31,69	Соотв.
ВВк 1 с. 20 кВ яч.103	5	30	0,3	0,01	0,0175	128	4	1	0,560	0,050	0,610	-	0	15,55	51,83	Соотв.
ВВк 2 с. 20 кВ яч.210	5	30	0,3	0,01	0,0175	148	4	1	0,648	0,050	0,698	-	0	17,74	59,13	Соотв.
ВВк 3 с. 20 кВ яч.310	5	30	0,3	0,01	0,0175	150	4	1	0,656	0,050	0,706	-	0	17,96	59,85	Соотв.
ВВк 4 с. 20 кВ яч.403	5	30	0,3	0,01	0,0175	133	4	1	0,582	0,050	0,632	-	0	16,10	53,66	Соотв.
ВВк 5 с. 20 кВ яч.510	5	30	0,3	0,01	0,0175	153	4	1	0,669	0,050	0,719	-	0	18,28	60,95	Соотв.
ВВк 6 с. 20 кВ яч.610	5	30	0,3	0,01	0,0175	154	4	1	0,674	0,050	0,724	-	0	18,39	61,31	Соотв.
СВВк 2-1 с. 20 кВ яч.202	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
СВВк 3-2 с. 20 кВ яч.301	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
СВВк 3-1 с. 20 кВ яч.302	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
СВВк 5-4 с. 20 кВ яч.502	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
СВВк 6-5 с. 20 кВ яч.602	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.104	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.105	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.106	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.107	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.108	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.110	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.203	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.204	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.205	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.206	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.207	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.209	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.303	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.305	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.306	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ВВк 20 кВ яч.307	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.308	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.309	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.404	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.405	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.406	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.407	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.408	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.410	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.503	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.504	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.505	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.506	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.507	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.509	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.603	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.605	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.606	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.607	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.608	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 20 кВ яч.609	5	30	0,3	0,01	0,0175	4	2,5	1	0,028	0,050	0,078	7,5	0,3	9,75	32,50	Соотв.
ВВк 1 сек. 10 кВ АТ-1 яч.111	5	10	0,3	0,01	0,0175	100	10	1	0,175	0,050	0,225	-	0	5,93	59,25	Соотв.
ВВк 2 сек. 10 кВ АТ-2 яч.210	5	10	0,3	0,01	0,0175	106	10	1	0,186	0,050	0,236	-	0	6,19	61,88	Соотв.
ВВк 3 сек 10 кВ АТ-1 яч.320	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 4 сек. 10 кВ АТ-2 яч.420	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	0	0	2,78	27,75	Соотв.
СВВк 2 сек. 10 кВ яч.201	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
СВВк 4 сек. 10кВ яч.403	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ВВк ТСН-1 10 кВ Яч. 101	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 1 сек. 10 кВ ТДГР-1 + ДГР-1 Яч. 103	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 106	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 107	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 108	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 109	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 112	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 113	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 114	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 115	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 116	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 117	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 118	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 119	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 120	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 121	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 122	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 123	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 2 сек. 10 кВ ТДГР-2 + ДГР-2 Яч. 202	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 205	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 206	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 207	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 208	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 211	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 212	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 213	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 214	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 215	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 216	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ВВк 10 кВ Яч. 217	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 218	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 219	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 220	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 221	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 222	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 3 сек. 10 кВ ТДГР-3 + ДГР-3 Яч. 301	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 304	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 305	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 306	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 307	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 308	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 309	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 310	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 312	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 313	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 314	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 315	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 316	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 317	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 318	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 321	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 322	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк ТСН-2 10 кВ Яч. 401	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 4 сек. 10 кВ ТДГР-4 + ДГР-4 Яч. 402	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 404	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 405	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 406	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 407	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ВВк 10 кВ Яч. 408	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 409	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 410	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 412	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 413	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 414	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 415	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 416	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 417	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 418	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 421	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
ВВк 10 кВ Яч. 422	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
Ввод 1 0,4 кВ	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
САВ 1-3 0,4 кВ	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
Ввод 2 0,4 кВ	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
САВ 2-3 0,4 кВ	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.
Ввод 3 0,4 кВ	5	10	0,3	0,01	0,0175	7	2,5	1	0,049	0,050	0,099	-	0	2,78	27,75	Соотв.

Результаты расчетов нагрузки трансформаторов напряжения приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Расчеты нагрузки трансформаторов напряжения

ТН	Тип ТН	Класс точности	Мак. фактическая нагрузка, ВА	Допустимая вторичная нагр. ТН S _{доп} , ВА	Соответствие требованиям допуст. вторич. нагрузке
ТН-1 220 кВ	SU 300/В34	0,5	141,2	200	Соответствует
ТН-2 220 кВ	SU 300/В34	0,5	141,2	200	Соответствует
ТН-1 110 кВ	STE 3 (3/126)	0,5	71,2	100	Соответствует
ТН-2 110 кВ	STE 3 (3/126)	0,5	71,2	100	Соответствует
ТН-1 1 сек. 20 кВ	ТJP 6	0,5	50,34	100	Соответствует
ТН-1 2 сек. 20 кВ	ТJP 6	0,5	41,2	100	Соответствует
ТН-1 3 сек. 20 кВ	ТJP 6	0,5	52,2	100	Соответствует
ТН-1 4 сек. 20 кВ	ТJP 6	0,5	41,2	100	Соответствует
ТН-1 5 сек. 20 кВ	ТJP 6	0,5	41,2	100	Соответствует
ТН-1 6 сек. 20 кВ	ТJP 6	0,5	41,2	100	Соответствует
ТН-1 1 сек. 10 кВ	НАМИ-10-95УХЛ	0,5	70,2	200	Соответствует
ТН-1 2 сек. 10 кВ	НАМИ-10-95УХЛ	0,5	72,2	200	Соответствует
ТН-1 3 сек. 10 кВ	НАМИ-10-95УХЛ	0,5	70,2	200	Соответствует
ТН-1 4 сек. 10 кВ	НАМИ-10-95УХЛ	0,5	72,2	200	Соответствует

2.5.4 Проверка кабеля и расчет падения напряжения в цепях АСУ

ТП

Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков должны выбираться с учетом потерь напряжения во всех элементах цепи, чтобы потери напряжения в цепях ТН-счетчик составляли не более 0,25% номинального напряжения при питании от трансформаторов

напряжения класса точности 0,5. Для обеспечения этого требования допускается применение отдельных кабелей от трансформаторов напряжения до контроллеров.

По условию механической прочности (п. 3.4.4. ПУЭ 7-е изд.):

- жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее 1,5 мм² для меди.

«По нагреву:

- для медных проводников сечением до 6 мм² принимается ток, как для установок с длительным режимом работы. Допустимый длительный ток для проводов в поливинилхлоридной изоляции сечением 1,5 мм² - 23А (таблица 1.3.4 ПУЭ изд. 7). Для проводов вторичных цепей при прокладке в лотках и коробах снижающие коэффициенты не вводятся (п. 1.3.10 ПУЭ изд. 7)» [18].

Расчет сечения кабеля в цепях напряжения контроллеров производится по следующим формулам:

«Минимальное сечение жилы кабеля:

$$q_{\min\text{ТН}} = \frac{1}{\gamma \cdot R_{\text{расч}}}, \quad (12)$$

где $q_{\min\text{ТН}}$ - минимальное сечение жилы кабеля, мм²;

γ - удельная проводимость, м/(Ом·мм²) (для меди $\gamma = 57$ м/(Ом·мм²);

$R_{\text{расч}}$ - допустимое сопротивление кабеля цепи напряжения по падению напряжения, Ом;

l - максимальная протяженность кабельной линии (от ТН до контроллера), м.

$$l = l_1 + l_2,$$

где l_1, l_2 , - максимальная протяженность кабеля от ТН до ЯЗН и от ЯЗН до контроллера соответственно, м.

Допустимое сопротивление кабеля $R_{расч}$ определяется из выражения:

$$R_{расч} = r_{общ} - r_{AB} - r_{конт}, \quad (13)$$

где $r_{общ}$ - допустимое суммарное сопротивление цепи напряжения по падению напряжения (сопротивление кабеля, выключателя и переходное сопротивление контактов), Ом;

r_{AB} - сопротивление токовой цепи автоматического выключателя, Ом ($r_{AB} = 0,05$ Ом);

$r_{конт}$ - переходное сопротивление контактов, Ом ($r_{конт} = 0,05$ Ом).

Допустимое суммарное сопротивление цепи напряжения $r_{общ}$:

$$r_{общ} = \frac{\Delta U_{доп_отн} \cdot U_{н.ф.}}{N_{пр} \cdot S_{пр}}, \quad (14)$$

где $\Delta U_{доп_отн}$ - допустимое падение напряжения, В ($\Delta U_{доп_отн} = 0,144$ В);

$S_{пр}$ - потребляемая мощность цепи напряжения одного контроллера, ВА;

$N_{пр}$ - количество счетчиков, подключаемых к вторичным цепям трансформатора напряжения;

$U_{н.ф.}$ - номинальное фазное вторичное напряжение, В.

Таким образом, минимальное сечение жилы кабеля $q_{min\ TН}$, мм², определим из выражения:

$$q_{min\ TН} = \frac{1}{\gamma} \cdot \left(\frac{S_{пр} \cdot N_{пр}}{U_{н.ф.} \cdot \Delta U_{доп_отн} - 0,1 \cdot S_{пр} \cdot N_{пр}} \right). \quad (15)$$

Расчет ведется для режима подключения цепей напряжения всех контроллеров к одному ТН.

Также имеются результаты вычислений значений потерь в измерительных цепях ТН по выбранному сечению кабеля и сравнение расчетного значения потерь в цепях напряжения расчетных счетчиков с допустимым значением, составляющим 0,144 В (0,25% согласно ПУЭ п 1.5.19.) [18].

При этом расчет потерь напряжения в измерительных цепях ТН производится по формуле:

$$\Delta U_{\text{факт}} = \frac{R_{\text{каб.1}}(S_{\text{пр}} \cdot N_{\text{пр}} + S_{\text{рез}})}{U_{\text{н.ф.}}} + \frac{0,1 \cdot S_{\text{пр}} \cdot N_{\text{пр}}}{U_{\text{н.ф.}}} + \frac{R_{\text{каб.2}}(S_{\text{пр}} \cdot N_{\text{пр}})}{U_{\text{н.ф.}}}, \quad (16)$$

где $\Delta U_{\text{факт}}$ - потери напряжения в измерительных цепях, В;

$R_{\text{каб.1}}$ - сопротивление кабеля от ТН до ящика зажимов цепей напряжения, Ом;

$R_{\text{каб.2}}$ - сопротивление кабеля от ящика зажимов цепей напряжения до приборов АСУТП, Ом;

$S_{\text{рез}}$ - мощность догрузочного резистора, ВА;

0,1 - сопротивление промежуточных зажимов клеммников и автоматического выключателя, Ом.

Сопротивления участков кабелей вычисляем из выражений:

$$R_{\text{каб.1}} = \frac{l_1}{\gamma \cdot q_{\text{пр1}}}, \quad (17)$$

$$R_{\text{каб.2}} = \frac{l_2}{\gamma \cdot q_{\text{пр2}}}, \quad (18)$$

где $q_{\text{пр1}}$ - принятое сечение жилы кабеля от ТН до ящика зажимов цепей напряжения, мм².

$q_{\text{пр2}}$ - принятое сечение жилы кабеля от ящика зажимов цепей напряжения до контроллера, мм²» [18].

Результаты расчетов сечений жил кабеля во вторичных цепях напряжения и результаты вычислений значений потерь в измерительных цепях ТН-1 220кВ, ТН-2 220кВ, ТН-1 110 кВ, ТН-2 110кВ, и измерительной обмотки ТН-1 1 сек. 20 кВ, ТН-1 2 сек. 20 кВ, ТН-1 3 сек. 20 кВ, ТН-1 4 сек. 20 кВ, ТН-1 5 сек. 20 кВ, ТН-1 6 сек. 20 кВ, ТН-1 1 сек.10 кВ, ТН-1 2 сек.10 кВ, ТН-1 3 сек.10 кВ, ТН-1 4 сек.10 кВ, приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Расчетные значения потерь в измерительных цепях ТН

Трансформатор	Номинал. напряж фазное ТН, Ун.ф., В	Мощность мод, ВА	Количество модулей	Длина кабеля I1, м	Длина кабеля I2, м	Сечение жилы каб. I1, факт, мм ²	Сечение жилы каб. I2, факт, мм ²	Потери напряжен в кабеле I1+I2, В	Суммарная потеря напряжения, %	Потери напряжен доп, %	Соответствие допустимым погрем напряжения (да/нет)
ТН-1 220 кВ	57,74	0,2	5	3	120	2,5 (Cu)	2,5 (Cu)	0,0167	0,03	0,25	да
ТН-2 220 кВ	57,74	0,2	5	3	150	2,5 (Cu)	2,5 (Cu)	0,0203	0,04	0,25	да
ТН-1 110 кВ	57,74	0,2	5	4	110	2,5 (Cu)	2,5 (Cu)	0,0156	0,03	0,25	да
ТН-2 110 кВ	57,74	0,2	5	4	120	2,5 (Cu)	2,5 (Cu)	0,0168	0,03	0,25	да
ТН-1 1 сек. 20 кВ	57,74	0,2	8	4	16	2,5 (Cu)	2,5 (Cu)	0,0067	0,01	0,25	да
ТН-1 2 сек. 20 кВ	57,74	0,2	8	4	14	2,5 (Cu)	2,5 (Cu)	0,0063	0,01	0,25	да
ТН-1 3 сек. 20 кВ	57,74	0,2	8	4	15	2,5 (Cu)	2,5 (Cu)	0,0065	0,01	0,25	да
ТН-1 4 сек. 20 кВ	57,74	0,2	8	4	15	2,5 (Cu)	2,5 (Cu)	0,0065	0,01	0,25	да
ТН-1 5сек. 20 кВ	57,74	0,2	8	4	14	2,5 (Cu)	2,5 (Cu)	0,0063	0,01	0,25	да
ТН-1 6сек. 20 кВ	57,74	0,2	8	4	14	2,5 (Cu)	2,5 (Cu)	0,0063	0,01	0,25	да
ТН-1 1 сек. 10 кВ	57,74	0,2	20	3	14	2,5 (Cu)	2,5 (Cu)	0,0152	0,03	0,25	да
ТН-1 2 сек. 10 кВ	57,74	0,2	20	3	23	2,5 (Cu)	2,5 (Cu)	0,0196	0,03	0,25	да
ТН-1 3 сек. 10 кВ	57,74	0,2	19	3	14	2,5 (Cu)	2,5 (Cu)	0,0144	0,02	0,25	да
ТН-1 4 сек. 10 кВ	57,74	0,2	19	3	15	2,5 (Cu)	2,5 (Cu)	0,0149	0,03	0,25	да

Выводы по разделу 2.

Проектируемая АСУ ТП строится как многоуровневая распределенная человеко-машинная система, работающая в реальном масштабе времени.

В верхний уровень входят:

- два стационарных резервированных АРМ оперативного персонала
- удаленные АРМ эксплуатационного персонала и инженера РЗА;
- переносные АРМ инженера АСУ и инженера РЗА.

В средний:

- серверы оперативной и архивной информации;
- сервер регистрации аварийных событий;
- сетевое оборудование и система единого точного времени.

В нижний уровень:

- микропроцессорные устройства сбора и обработки информации - контроллеры присоединений 110 кВ и 220 кВ;
- многофункциональные контроллеры с функциями РЗА для присоединений 10 кВ и 20 кВ;
- измерительные преобразователи для присоединений 110 кВ и 220 кВ.

Резервирование ЛВС АСУ ТП организовано по протоколу параллельного резервирования Parallel Redundancy Protocol (PRP) стандарта МЭК 62439-3 с нулевым временем восстановления. Сети PRP LAN-A и LAN-B имеют идентичную топологию «звезда». В состав каждой сети PRP А и В, помимо коммутаторов, входят два резервируемых маршрутизирующих коммутатора с поддержкой протокола PRP, для маршрутизации трафика между логическими подсетями ЛВС АСУ ТП. Для резервирования шлюзов, на маршрутизирующих коммутаторах настраивается протокол VRRP. В сегменте АСУ ТП сеть поделена на VLAN, которые группируют устройства по территориальному и функциональному признакам. Подключение устройств АСУ ТП к ЛВС АСУ ТП выполняется по технологии FastEthernet, магистральные соединения активного сетевого оборудования ЛВС АСУ ТП - по технологии Gigabit Ethernet. Контроль и защиту внешних коммуникаций

ЛВС АСУ ТП выполняет кластер межсетевых экранов, установленный на границе ЛВС АСУ ТП с узлом связи ПС и смежными системами.

В работе рассмотрены вопросы модернизации автоматики управления выключателем 110 и 220 кВ и устройства резервирования отказа выключателей 110 и 220 кВ, которые были выполнены на морально и физически устаревших электромеханических реле.

При периодическом чтении списка осциллограмм через короткий период времени из МП РЗА RET521 и REL511, терминалы могут работать не корректно. Периодическое чтение списка осциллограмм через короткий период времени отнимает много ресурсов терминала и, в том числе, задействует флэш-память. По этой причине в работе предусматривается чтение осциллограмм по факту их записи, используя сигнал «Запуск осциллографа», а периодическое чтение списка осциллограмм производится не чаще одного раза в сутки.

Определены требования к организации системы регистрации аварийных событий, объем регистрируемых сигналов, разработаны проектные технические решения, определены функции передачи информации об аварийных событиях.

Оборудование АСУ ТП относится к первой категории по надёжности электроснабжения. Электропитание всех устройств ПТК АСУ ТП организовано от шкафа единой системы бесперебойного питания (шкаф ЕСБП). Для этого шкаф ЕСБП подключается к двум секциям ЩСН 0,4 кВ и ЩПТ. В шкафу ЕСБП, сеть однофазного переменного тока 230 В организуется от разных секций ЩСН, сеть оперативного постоянного тока напряжением 220 В организуется от ЩПТ. Выбраны автоматические выключатели для защиты линии от ТСН до шкафа ЕСБП. Определена суммарная нагрузка, получающая питание от источников бесперебойного питания, расчетное время автономной работы составило 2 часа. Вторичные цепи трансформаторов тока и напряжения проверены по допустимости нагрузки, а провода и кабели на падение напряжения.

3 Определение показателей надежности системы после модернизации

3.1 Общие положения

«АСУТП предназначена для комплексной автоматизации технологических процессов подстанции на базе современных аппаратно-программных средств автоматизации и телекоммуникаций. АСУТП является многофункциональной, восстанавливаемой системой непрерывного действия. В предусмотренных регламентом эксплуатации АСУТП случаях допустимы остановки системы. По возможности восстановления работоспособного состояния после отказа в процессе эксплуатации система является восстанавливаемым изделием» [13].

В проекте модернизации АСУТП и ТМ энергообъекта для выполнения показателей надежности применено оборудование, соответствующее следующим требованиям:

- прочная механическая конструкция;
- защищенность от электрических помех;
- высококачественные составляющие (компоненты);
- надежно проверенные электронные блоки;
- полная документация;
- развитые функции самодиагностики и наблюдения;
- отображение сообщений об ошибках;
- возможность быстрой замены дефектных модулей;
- обеспечение производителем качественной технической поддержки.

Структура АСУТП построена с применением принципов распределенного управления, автономности отдельных компонентов системы, дублирования или резервирования особо ответственных компонентов.

3.2 Описание основных показателей надежности и методика расчета

Основными характеристиками надежности, рассчитываемыми в данном разделе, являются: коэффициент готовности системы и среднее время наработки на отказ.

Применяемые обозначения:

- T_0 – среднее время наработки на отказ;
- $\lambda = \frac{1}{T_0}$ – средняя интенсивность отказов;
- T_B – среднее время восстановления;
- $\mu = \frac{1}{T_B}$ – средняя интенсивность восстановления;
- $K_r = \frac{T_0}{T_0 + T_B} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{1}{1 + \gamma}$ – коэффициент готовности;
- $\gamma = \frac{\lambda}{\mu} = \frac{T_B}{T_0} = \frac{1}{K_r} - 1$ – вспомогательный коэффициент.

Расчет показателей надежности выполнен в соответствии с ГОСТ 27.301 [4]. Формулы для расчетов взяты из ГОСТ 27.002 [3].

Для расчета показателей надежности АСУТП выбран структурный метод расчета. Структурный метод основывается на представлении объекта в виде логической (структурно-функциональной) схемы, описывающей зависимость состояний и переходов объекта от состояний и переходов его элементов с учетом их взаимодействия и выполняемых ими в объекте функций, с последующим описанием построенной структурной модели адекватной математической моделью и вычислением показателей надежности объекта по известным характеристикам надежности его элементов.

«Рассматривая систему из независимых блоков, представленных на структурной схеме, необходимо учитывать надежность системы с точки зрения показателя безотказности. Вероятности отказов блоков являются независимыми случайными величинами, так как отказ одного из блоков не влечет за собой отказ других.

Под отказами подразумеваются следующие состояния АСУТП для различных реализуемых функций:

- для информационной функции: прекращение сбора, обработки, передачи, представления информации, выход погрешности измерения параметров за допустимые пределы, искажение информации;
- для функции управления: прекращение формирования или передачи команд управления (регулирования), выдача ложных команд, либо нарушение временного расписания выдачи срабатывания» [34].

Для технических средств АСУТП не производится расчет показателя ремонтпригодности, так как на восстановление работоспособности системы из-за вышедшего из строя элемента программно-технического комплекса потребуется не более 30 мин (с учетом развитой системы диагностики, выполнения ремонтных работ квалифицированным персоналом, а также при наличии элементов ЗИП).

Учитывая, что надежность кабелей передачи данных на порядок больше надежности коммутирующего оборудования, в структурной схеме соединения элементов надежности они не учитываются, принимается, что надежность линии связи определяется надежностью коммутаторов.

3.3 Структурная схема соединений элементов надежности

За признак выхода из строя АСУТП в данном расчете принимается как полная, так и частичная потеря ее информационных или управляющих функций.

Так как отказ АСУТП может быть вызван отказом любого из входящих в ее состав элемента, то для расчета элементы системы считаем соединенными последовательно. Предполагаем, что отказы элементов независимы.

Модель структурной схемы системы может быть представлена как последовательное соединение следующих компонентов на рисунке 2.

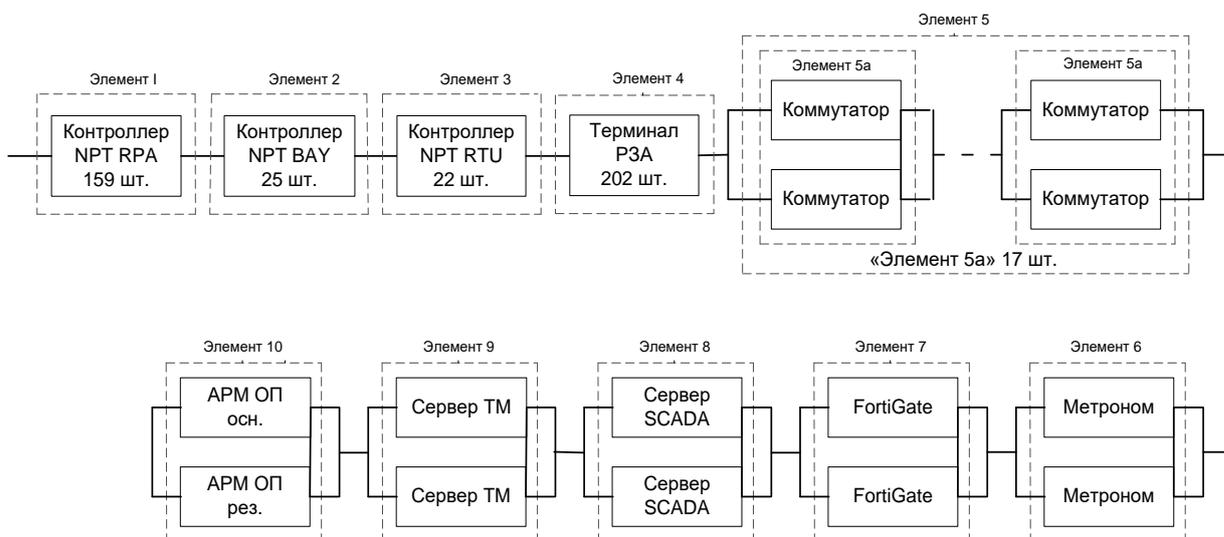


Рисунок 2 - Структурная схема соединения элементов надежности Системы

3.4 Исходные данные для расчета

Исходные данные для расчета приведены в таблице 14. Показатели надежности компонентов Системы взяты из технической документации на изделия (паспорт, формуляр) и справоч производителей.

Таблица 14 - Исходные данные для расчета

Наименование оборудования	Тип оборудования	To компонента, ч	Интенсивность отказов компонента, $10^{-6}/ч$	Количество компонентов в системе, шт.
Контроллер присоединения	NPA BAY	100000	0,00001	25
Контроллер измерительный	NPA RTU	100000	0,00001	23
Контроллер ячейки	NPA RPA	100000	0,00001	159
Релейные терминалы	SPAU, SPAD, REF, SPAC, REL, RET	452000	2,21239E-06	18
Управляемый коммутатор	Hirschmann RSP30/35	350400	2,85388E-06	6
Управляемый коммутатор	Hirschmann MAR1130/1140	350400	2,85388E-06	24

Продолжение таблицы 14

Наименование оборудования	Тип оборудования	T ₀ компонента, ч	Интенсивность отказов компонента, 10 ⁻⁶ /ч	Количество компонентов в системе, шт.
Сервер	НР	100000	0,00001	8
Межсетевой экран	FortiGate Rugged 90D	286462	3,49086E-06	2
Устройство синхронизации точного времени	Метроном microSync	100000	0,00001	5
РС АРМ ОП	НР	100000	0,00001	2

3.5 Расчет показателей надежности системы

Расчет показателей надежности системы выполняется для структурной схемы соединения элементов надежности, приведенной выше.

Интенсивность отказов системы последовательных элементов:

$$\lambda_{АСУТП} = \sum_i \lambda_i. \quad (19)$$

В случае если элемент представляет собой резервированный каскад, то в качестве интенсивности отказа элемента подставляется интенсивность отказов каскада.

Интенсивность отказов элемента, при параллельном соединении компонентов, рассчитывается по следующей формуле:

$$\lambda_{рез.каскада} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (20)$$

Наработка на отказ АСУТП (час):

$$T_{0 АСУТП} = \frac{1}{\lambda_{АСУТП}}. \quad (21)$$

Для рассматриваемых резервированных каскадов с кратностью резервирования 1 коэффициент готовности вычисляется по формуле:

$$K_{Г \text{ каскад}} = 1 - \prod_i (1 - K_{Г i})^2. \quad (22)$$

Для полученной последовательно-параллельной системы с частичным резервированием элементов коэффициент готовности равен:

$$K_{Г \text{ рез}} = \prod_j K_{Г \text{ каскад } j} \cdot \prod_i K_{Г i} \quad (23)$$

3.6 Результаты расчетов

Рассмотрим элементы Системы на структурной схеме и определим их показатели надежности: интенсивность отказов и среднее время безотказной работы, а также коэффициент готовности.

Элемент 1.

Данный элемент представляет собой последовательное соединение компонентов. При последовательном соединении компонентов интенсивность отказов элемента вычисляется как:

$$\lambda_{\text{Элемент 1}} = \sum_i \lambda_i ; \quad (24)$$

Среднее время безотказной работы вычисляется как:

$$T_{o \text{ Элемент 1}} = 1 / \lambda_{\text{Элемент 1}} ; \quad (25)$$

Коэффициент готовности вычисляется как:

$$K_{Г \text{ Элемент 1}} = \prod_i K_{Г i} \quad (26)$$

Эти соотношения применимы также к элементам структурной схемы:
Элемент 2 ... Элемент 4.

Результаты расчетов для указанных выше Элементов приведены в таблице 15.

Элемент 5а.

Данный элемент представляет собой параллельное соединение компонентов. При параллельном соединении компонентов интенсивность отказов элемента вычисляется как:

$$\lambda_{\text{Элемент5а}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}; \quad (27)$$

Среднее время безотказной работы вычисляется как:

$$T_{\text{о Элемент 5а}} = 1 / \lambda_{\text{Элемент 5а}}; \quad (28)$$

Для рассматриваемого резервированного каскада с кратностью резервирования 1 коэффициент готовности вычисляется как:

$$K_{\text{Г Элемент 5а}} = 1 - \prod_i (1 - K_{\text{Г } i})^2 \quad (29)$$

Эти соотношения применимы также к элементам структурной схемы:
Элемент 6 ... Элемент 10.

Результаты расчетов для указанных выше Элементов приведены в таблице 15.

Элемент 5.

Данный элемент представляет собой последовательное соединение Элементов 5а. При последовательном соединении Элементов 5а интенсивность отказов Элемента 5 вычисляется как:

$$\lambda_{\text{Элемент 5}} = \sum_i \lambda_i ; \quad (30)$$

Среднее время безотказной работы вычисляется как:

$$T_{0 \text{ Элемент 5}} = 1 / \lambda_i ; \quad (31)$$

Коэффициент готовности вычисляется как:

$$K_{\Gamma \text{ Элемент 5}} = \prod_i K_{\Gamma i} \quad (32)$$

Результаты расчетов для Элемента 5 приведены в таблице 15.

Согласно структурной схеме соединения элементов надежности Системы она представляет собой последовательное соединение выше рассмотренных Элементов 1 ... 10. При последовательном соединении Элементов 1 ... 10 интенсивность отказов Системы вычисляется как:

$$\lambda_{\text{АСУТП}} = \sum_i \lambda_i ; \quad (33)$$

Среднее время безотказной работы вычисляется как:

$$T_{0 \text{ АСУТП}} = 1 / \lambda_i ; \quad (34)$$

Коэффициент готовности вычисляется как:

$$K_{\Gamma \text{ АСУТП}} = \prod_i K_{\Gamma i} \quad (35)$$

Результаты расчетов для Системы приведены в итоговой строке таблицы 15.

Таблица 15 - Результаты расчетов показателей надежности для Системы

Наименование элемента по структурной схеме надежности	Наименование компонента	Тип оборудования	T ₀ компонента, ч	Интенсивность отказов компонента, 10 ⁻⁶ /ч	Кол-во компонентов в составе элемента, шт.	Интенсивность отказов элемента, 10 ⁻⁶ /ч	T ₀ элемента, ч	T _в компонента, ч	K _г компонента	K _г элемента
Элемент 1 (послед. соедин. комп.)	Контроллер ячейки	NPT RPA	100000	0,00001	159	0,00159	628,9	0,5	0,999995	0,999205
Элемент 2 (послед. соедин. комп.)	Контроллер присоединения	NPT BAY	100000	0,00001	25	0,00025	4000,0	0,5	0,999995	0,999875
Элемент 3 (послед. соедин. комп.)	Контроллер измерительный	NPT RTU	100000	0,00001	22	0,00022	4545,5	0,5	0,999995	0,999890
Элемент 4 (послед. соедин. комп.)	Релейные терминалы	SPAU, SPAD, REF, SPAC, REL, RET, REF	452000	2,21239E-06	202	0,00044690	2237,6	0,5	0,999999	0,999777
Элемент 5а (паралл. соедин. комп.)	Управляемый коммутатор	Hirschmann MAR1130/ 1140; RSPE35; RSP30	350400	2,85388E-06	2	1,4269E-06	700800,0	0,5	0,999999	1
Элемент 5 (послед. соедин. элементов 5а)	Элемент 5а	-	700800	1,42694E-06	17	2,4258E-05	41223,5	0,5	0,999999	0,999988

Продолжение таблицы 15

Наименование элемента по структурной схеме надежности	Наименование компонента	Тип оборудования	T _о компонента, ч	Интенсивность отказов компонента, 10 ⁻⁶ /ч	Кол-во компонентов в составе элемента, шт.	Интенсивность отказов элемента, 10 ⁻⁶ /ч	T _о элемента, ч	T _в компонента, ч	K _г компонента	K _г элемента
Элемент 6 (паралл. соедин. комп.)	Устр-во синхр. точного времени	Метроном microSync	100000	0,00001	2	0,000005	200000,0	0,5	0,999995	1
Элемент 7 (паралл. соедин. комп.)	Межсетевой экран	FortiGate Rugged 90D	286462	3,49086E-06	2	1,7454E-06	572924,0	0,5	0,999998	1
Элемент 8 (паралл. соедин. комп.)	Сервер SCADA	HP	100000	0,00001	2	0,000005	200000,0	0,5	0,999995	1
Элемент 9 (паралл. соедин. комп.)	Сервер ТМ	HP	100000	0,00001	2	0,000005	200000,0	0,5	0,999995	1
Элемент 10 (паралл. соедин. комп.)	АРМ ОП	PC HP	100000	0,00001	2	0,000005	200000,0	0,5	0,999995	1
Итого для АСУТП:	-	-	-	-	-	0,00255291	391,710	-	-	0,998735

«Коэффициент готовности АСУТП составляет 0,998735, что удовлетворяет требованиям не менее 0,995» [22].

3.7 Расчет среднего времени наработки на отказ канала АСУТП по информационным и управляющим функциям

Для расчета средней наработки на отказ канала АСУТП по информационным функциям принимаем следующую модель структурной схемы соединения элементов надежности Системы. Она может быть представлена как последовательное соединение следующих элементов на рисунке 3.

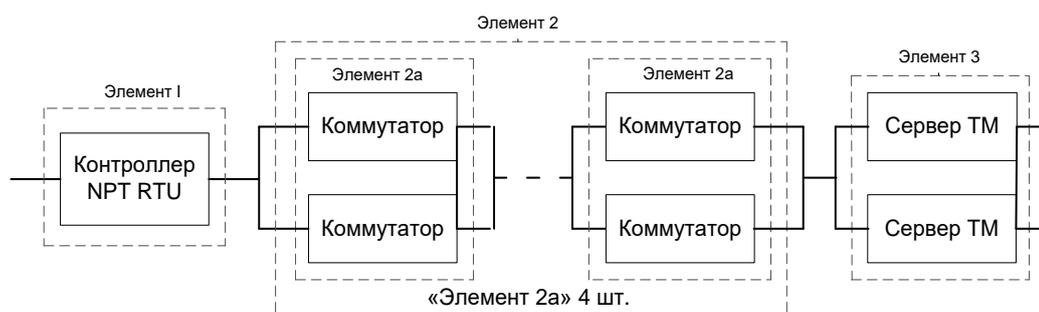


Рисунок 3 - Структурная схема соединения элементов надежности канала Системы по информационным функциям

Расчет характеристик надежности элементов данной схемы производится аналогично расчету, произведенному выше для Системы. Результаты расчетов приведены в таблице 16. «Средняя наработка на отказ канала АСУТП по информационным функциям приведена в итоговой строке таблицы.

Средняя наработка на отказ канала АСУТП по информационным функциям составляет 48291 ч, что удовлетворяет требованиям не менее 40000 ч» [22].

Таблица 16 - Расчет характеристик надежности канала Системы по информационным функциям

Наименование элемента по структурной схеме надежности	Наименование компонента	Тип оборудования	To компонента, ч	Интенсивность отказов компонента, $10^{-6}/ч$	Кол-во компонентов в составе элемента, шт.	Интенсивность отказов элемента, $10^{-6}/ч$	To элемента, ч	Tв компонента, ч	Kг компонента	Kг, элемента
Элемент 1	Контроллер измерительный	NPT RTU	100000	0,00001	1	0,00001	100000,0	0,5	0,999995	0,999995
Элемент 2а (паралл. соедин. комп.)	Управляемый коммутатор	Hirschmann MAR1130/1140; RSPE35; RSP30	350400	2,85388E-06	2	1,42694E-06	700800	0,5	0,999999	1
Элемент 2 (послед. соедин. эл-тов 2а)	Элемент 2а	-	700800	1,42694E-06	4	5,70776E-06	175200,0	0,5	0,999999	0,999997
Элемент 3 (паралл. соедин. комп.)	Сервер ТМ	HP	100000	0,00001	2	0,000005	200000,0	0,5	0,999995	1
Итого для информационной функции (канал):	-	-	-	-	-	2,07078E-05	48291,0	-	-	0,999992

Для расчета средней наработки на отказ канала АСУТП по управляющим функциям принимаем следующую модель структурной схемы соединения элементов надежности Системы. Она может быть представлена как последовательное соединение следующих элементов на рисунке 4.

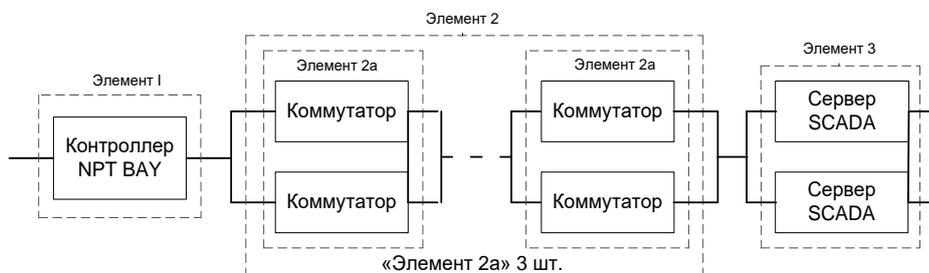


Рисунок 4 - Структурная схема соединения элементов надежности канала Системы по управляющим функциям

Расчет характеристик надежности элементов данной схемы производится аналогично расчету, произведенному выше для Системы. Результаты расчетов приведены в таблице 17. Средняя наработка на отказ канала АСУТП по информационным функциям приведена в итоговой строке таблицы.

Средняя наработка на отказ канала АСУТП по управляющим функциям составляет 51865 ч, что удовлетворяет требованиям технического задания (не менее 50000 ч).

Таблица 17 - Расчет характеристик надежности канала Системы по управляющим функциям

Наименование элемента по структурной схеме надежности	Наименование компонента	Тип оборудования	To компонента, ч	Интенсивность отказов компонента, $10^{-6}/ч$	Кол-во компонентов в составе элемента, шт.	Интенсивность отказов элемента, $10^{-6}/ч$	To элемента, ч	Tв компонента, ч	Kг компонента	Kг, элемента
Элемент 1	Контроллер присоединения	NPT BAY	100000	0,00001	1	0,00001	100000,0	0,5	0,999995	0,999995
Элемент 2а (паралл. соедин. комп.)	Управляемый коммутатор	Hirschmann MAR1130/1140; RSPE35; RSP30	350400	2,85388E-06	2	1,42694E-06	700800,0	0,5	0,999999	1
Элемент 2 (послед. соедин. эл-тов 2а)	Элемент 2а	-	700800,0	1,42694E-06	3	4,28082E-06	233600,0	0,5	0,999999	0,999998
Элемент 3 (паралл. соедин. комп.)	Сервер SCADA	HP	100000	0,00001	2	0,000005	200000,0	0,5	0,999995	1
Итого для управляющей функции (канал):	-	-	-	-	-	1,92808E-05	51865,009	-	-	0,999993

Выводы по разделу 3.

АСУТП является многофункциональной, восстанавливаемой системой непрерывного действия. В предусмотренных регламентом эксплуатации АСУТП случаях допустимы остановки системы. По возможности восстановления работоспособного состояния после отказа в процессе эксплуатации система является восстанавливаемым изделием.

Структура АСУТП построена с применением принципов распределенного управления, автономности отдельных компонентов системы, дублирования или резервирования особо ответственных компонентов.

«В работе были рассчитаны основные показатели надежности, такие как коэффициент готовности системы и среднее время наработки на отказ. Коэффициент готовности АСУТП составил 0,998735, что удовлетворяет требованиям не менее 0,995.

Средняя наработка на отказ канала АСУТП по информационным функциям составляет 48291 ч, что удовлетворяет требованиям не менее 40000 ч.

Средняя наработка на отказ канала АСУТП по управляющим функциям составляет 51865 ч, что удовлетворяет требованиям не менее 50000 ч» [22].

Заключение

«Определены смежные с АСУ ТП информационно-технологические системы ПС, которые являются источниками и потребителями информации, к таким системам относятся: релейная защита, включая РПН и противоаварийную автоматику; система АИИСКУЭ; системы диагностики и мониторинга состояния оборудования на ПС; сети связи и система контроля концентрации элегаза в КРУЭ. Для каждой из систем выбран протокол обмена данными» [22].

Система РЗА подстанции выполнена на современных микропроцессорных блоках АББ и Бреслер и с точки зрения обеспечения защиты энергообъекта в замене не нуждается, но в соответствии с требованиями соглашения о технологическом взаимодействии и организации информационного обмена с Системным оператором ЕЭС требуется:

- установить параллельно с существующими, микропроцессорные устройства с функциями защит, контроля и управления для присоединений 10 и 20 кВ на базе многофункциональных контроллеров АСУ ТП с функциями РЗА;
- произвести замену МП РЗА, реализующих функции ДЗШ и УРОВ 220 и 110 кВ;
- установить контроллеры присоединений 110 и 220 кВ с функциями АУВ, на базе многофункциональных контроллеров АСУ ТП.

Таким образом при проведении модернизации АСУ ТП и ТМ предусматривается внедрение АСУ ТП с использованием стандартов МЭК-61850, обеспечение информационного обмена с диспетчерским центром Системного оператора и автоматизированной системой диспетчерского управления ЦУС, разработка мероприятий по изменению объекта для ввода АСУ ТП в эксплуатацию.

Определены основные процедуры, реализуемые АСУ ТП в процессе деятельности, ее технологические и общесистемные функции, а также перечень управляемых АСУ ТП коммутационных аппаратов.

Проектируемая АСУ ТП строится как многоуровневая распределенная человеко-машинная система, работающая в реальном масштабе времени.

В верхний уровень входят:

- два стационарных резервированных АРМ оперативного персонала
- удаленные АРМ эксплуатационного персонала и инженера РЗА;
- переносные АРМ инженера АСУ и инженера РЗА.

В средний:

- серверы оперативной и архивной информации;
- сервер регистрации аварийных событий;
- сетевое оборудование и система единого точного времени.

В нижний уровень:

- микропроцессорные устройства сбора и обработки информации - контроллеры присоединений 110 кВ и 220 кВ;
- многофункциональные контроллеры с функциями РЗА для присоединений 10 кВ и 20 кВ;
- измерительные преобразователи для присоединений 110 кВ и 220 кВ.

Резервирование ЛВС АСУ ТП организовано по протоколу параллельного резервирования Parallel Redundancy Protocol (PRP) стандарта МЭК 62439-3 с нулевым временем восстановления. Сети PRP LAN-A и LAN-B имеют идентичную топологию «звезда». В состав каждой сети PRP А и В, помимо коммутаторов, входят два резервируемых маршрутизирующих коммутатора с поддержкой протокола PRP, для маршрутизации трафика между логическими подсетями ЛВС АСУ ТП. Для резервирования шлюзов, на маршрутизирующих коммутаторах настраивается протокол VRRP. В сегменте АСУ ТП сеть поделена на VLAN, которые группируют устройства по территориальному и функциональному признакам. Подключение устройств АСУ ТП к ЛВС АСУ ТП выполняется по технологии FastEthernet,

магистральные соединения активного сетевого оборудования ЛВС АСУ ТП - по технологии Gigabit Ethernet. Контроль и защиту внешних коммуникаций ЛВС АСУ ТП выполняет кластер межсетевых экранов, установленный на границе ЛВС АСУ ТП с узлом связи ПС и смежными системами.

В работе рассмотрены вопросы модернизации автоматики управления выключателем 110 и 220 кВ и устройства резервирования отказа выключателей 110 и 220 кВ, которые были выполнены на морально и физически устаревших электромеханических реле.

При периодическом чтении списка осциллограмм через короткий период времени из МП РЗА RET521 и REL511, терминалы могут работать не корректно. Периодическое чтение списка осциллограмм через короткий период времени отнимает много ресурсов терминала и, в том числе, задействует флэш-память. По этой причине в работе предусматривается чтение осциллограмм по факту их записи, используя сигнал «Запуск осциллографа», а периодическое чтение списка осциллограмм производится не чаще одного раза в сутки.

Определены требования к организации системы регистрации аварийных событий, объем регистрируемых сигналов, разработаны проектные технические решения, определены функции передачи информации об аварийных событиях.

Оборудование АСУ ТП относится к первой категории по надёжности электроснабжения. Электропитание всех устройств ПТК АСУ ТП организовано от шкафа единой системы бесперебойного питания (шкаф ЕСБП). Для этого шкаф ЕСБП подключается к двум секциям ЩСН 0,4 кВ и ЩПТ. В шкафу ЕСБП, сеть однофазного переменного тока 230 В организуется от разных секций ЩСН, сеть оперативного постоянного тока напряжением 220 В организуется от ЩПТ. Выбраны автоматические выключатели для защиты линии от ТСН до шкафа ЕСБП. Определена суммарная нагрузка, получающая питание от источников бесперебойного питания, расчетное время автономной работы составило 2 часа. Вторичные цепи трансформаторов тока и

напряжения проверены по допустимости нагрузки, а провода и кабели на падение напряжения.

АСУТП является многофункциональной, восстанавливаемой системой непрерывного действия. В предусмотренных регламентом эксплуатации АСУТП случаях допустимы остановки системы. По возможности восстановления работоспособного состояния после отказа в процессе эксплуатации система является восстанавливаемым изделием.

Структура АСУТП построена с применением принципов распределенного управления, автономности отдельных компонентов системы, дублирования или резервирования особо ответственных компонентов.

«В работе были рассчитаны основные показатели надежности, такие как коэффициент готовности системы и среднее время наработки на отказ. Коэффициент готовности АСУТП составил 0,998735, что удовлетворяет требованиям не менее 0,995.

Средняя наработка на отказ канала АСУТП по информационным функциям составляет 48291 ч, что удовлетворяет требованиям не менее 40000 ч.

Средняя наработка на отказ канала АСУТП по управляющим функциям составляет 51865 ч, что удовлетворяет требованиям не менее 50000 ч» [22].

Список используемых источников

1. ГОСТ 12.2.007.0-75. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Изделия электротехнические. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200008440> (дата обращения: 26.01.2024).
2. ГОСТ 25861-83 (СТ СЭВ 3743-82). Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования электрической и механической безопасности и методы испытаний. [Электронный ресурс]. <https://docs.cntd.ru/document/1200004724> (дата обращения: 26.01.2024).
3. ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике. Термины и определения. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136419> (дата обращения: 26.01.2024).
4. ГОСТ 27.301-95. Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001365> (дата обращения: 26.01.2024).
5. ГОСТ 7746-2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия. [Электронный ресурс]. <https://docs.cntd.ru/document/1200136399> (дата обращения: 31.01.2024).
6. ГОСТ Р 51317.6.5. Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний. [Электронный ресурс]. <https://docs.cntd.ru/document/1200048946> (дата обращения: 31.01.2024).
7. ГОСТ Р 58601-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. [Электронный ресурс]. <https://docs.cntd.ru/document/1200168811> (дата обращения: 31.01.2024).

8. ГОСТ Р 8.596-2002. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения. [Электронный ресурс]. <https://docs.cntd.ru/document/1200030725> (дата обращения: 26.01.2024).
9. ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004. Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200036299> (дата обращения: 10.12.2023).
10. ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 3. Основные требования [Электронный ресурс]. <https://docs.cntd.ru/document/1200044032> (дата обращения: 31.01.2024).
11. Гук Ю.Б., Кантан В.В. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. Пособие для вузов: Энергоатомиздат. 2005. 312 с.
12. Гусев Ю.П., Шиша М.А. Проверка кабелей электроустановок напряжением до 1 кВ на термическую стойкость и невозгораемость. Электро. 2001. №1. С.36-38.
13. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. М.: Высшая школа, 2004. 256 с.
14. Методические указания по применению в ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» основных технических решений по эксплуатации, реконструкции и новому строительству электросетевых объектов. [Электронный ресурс]. https://rossetimr.ru/zakupki/podryadchik/doc/2014/Method_1.pdf (дата обращения: 26.01.2024).
15. ПАРМА РВ9.01 - система приема и передачи точного времени. [Электронный ресурс]. https://www.souz-pribor.ru/catalog/industrial_automation/taymery-schetchiki-impulsovtakhometry/parma-rv9-01/ (дата обращения: 31.01.2024).
16. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. [Электронный ресурс]. <http://www.fsk->

ees.ru/upload/docs/ETP_FSK_EES_2014_02_06.pdf (дата обращения: 26.01.2024).

17. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (с изменениями на 13 февраля 2019 года). [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901865958?marker=6500IL> (дата обращения: 26.01.2024).

18. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]: URL: <http://pue7.ru/pue7/sod.php> (дата обращения 15.12.2023).

19. Приказ Минтруда России от 15 декабря 2020 г. № 903н. Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок. [Электронный ресурс]. <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (дата обращения: 26.01.2024).

20. Протокол МЭК 61850. Коммуникационные сети и системы подстанций. Общий обзор для пользователей. [Электронный ресурс]. http://hodjent.narod.ru/DOWNLOAD/IEC_61850.pdf (дата обращения: 31.01.2024).

21. Протокол МЭК 61850-8-1 (MMS/GOOSE). [Электронный ресурс]. <http://wiki.cea-energo.ru/wiki/Iec61850> (дата обращения: 31.01.2024).

22. Саидмамадов С.А. Модернизация АСУ ТП на ПС 220 кВ // Международная научно-практическая конференция «Фундаментальные и прикладные исследования в науке и образовании». Уфа, 2024. С. 52-55.

23. СанПиН 2.2.2.1332-03. Гигиенические требования к организации работы на копировально-множительной технике. [Электронный ресурс]. <https://docs.cntd.ru/document/901865553> (дата обращения: 26.01.2024).

24. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. [Электронный ресурс]. <https://docs.cntd.ru/document/1200071156> (дата обращения: 26.01.2024).

25. СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ. [Электронный ресурс]. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293730/4293730674.pdf> (дата обращения: 26.01.2024).

26. СТО 34.01-4.1-002-2017. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации на объектах электросетевого комплекса. [Электронный ресурс]. <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293734/4293734158.pdf> (дата обращения: 31.01.2024).

27. СТО 56947007-25.040.40.012-2008. Типовая программа комплексных испытаний АСУ ТП при приемке из реконструкции и законченного строительства подстанций ПАО «ФСК ЕЭС». [Электронный ресурс]. https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-25.040.40.012-2008_izm_26072018.pdf (дата обращения: 26.01.2024).

28. СТО 56947007-25.040.40.227-2016. Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС). [Электронный ресурс]. https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-25.040.40.227-2016_FSK.pdf (дата обращения: 26.01.2024).

29. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). [Электронный ресурс]. <https://docs.cntd.ru/document/456089080> (дата обращения: 26.01.2024).

30. СТО 59012820.29.020.001-2019. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования. [Электронный ресурс]. <https://docs.cntd.ru/document/1200143608> (дата обращения: 31.01.2024).

31. СТО 59012820.29.020.006-2015. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования. [Электронный ресурс]. <https://docs.cntd.ru/document/1200143608> (дата обращения: 31.01.2024).

32. СТО 59012820.29.020.009-2016. Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий. Нормы и требования. [Электронный ресурс]. <https://docs.cntd.ru/document/1200143608> (дата обращения: 31.01.2024).

33. СТО 59012820.29.020.011-2016. Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования. [Электронный ресурс]. <https://docs.cntd.ru/document/456052097> (дата обращения: 31.01.2024).

34. Сторожук К.С. Повысить уровень надежности работы электростанций и сетей. Электрические станции. 2003. № 7, С. 2-5.

35. Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 N 102-ФЗ. [Электронный ресурс]. https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_77904/ (дата обращения: 31.01.2024).

36. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021). Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [Электронный ресурс]. <https://mchs.gov.ru/uploads/document/2022-04-08/c907f456516c1f21009131cfdb944deb.pdf> (дата обращения: 26.01.2024).

37. Di Z., Youping Z., Zizhan W., Wei Y., Shuming P., Minchou H. Research on Distributed Automatic Test System for Secondary Loop of Substation that Based on Wireless Communication. 2020 IEEE 3rd International Conference on Electronics Technology (ICET), Chengdu, China, 2020, pp. 828-833.

38. Donovan M.O., Heffernan A., Keena S., Barry N. An Evaluation of Extending an Existing Substation Automation System using IEC 61850. 2022 57th

International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Istanbul, Turkey, 2022, pp. 1-6.

39. Wang C., Ten C.-W., Hou Y. Inference of Compromised Synchronphasor Units Within Substation Control Networks. in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 6, pp. 5831-5842.

40. Xiong C., Liu H., Yang Z., Wang J. Optimal Reactive Power Dispatch of Distribution Network Considering Voltage Security. 2022 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI), Singapore, Singapore, 2022, pp. 1362-1367.

41. Yan Xu, Yuan Chi, Heling Yuan. Dynamic VAR Resources in Stability-Constrained Optimization for Modern Power System Operation and Planning, IEEE, 2023, pp.311-318.