

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Разработка алгоритма модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ

Обучающийся

С.И. Антипов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

Тольятти 2025

Содержание

Введение	4
1 Анализ объекта модернизации системы учета электроэнергии	9
1.1 Обоснование требований к АИИС КУЭ подстанций в соответствии с нормативно-технической документацией	9
1.2 Характеристика объекта модернизации и существующей системы учета электроэнергии до модернизации системы учета электроэнергии	13
2 Обоснование схемы электрических соединений и электрооборудование ПС 220 кВ после реконструкции	18
2.1 Выбор автотрансформатор и схемы электрических соединений ПС 220 кВ	18
2.2 Токи трехфазного и однофазного КЗ на шинах ПС 220 кВ	25
2.3 Электрооборудование ПС 220 кВ после реконструкции	29
3 Определение принципов построения внедряемой АИИС КУЭ	31
3.1 Выбор алгоритма модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ	31
3.2 Определение структуры и состава внедряемой АИИС КУЭ	36
3.2.1 Структура внедряемой системы	36
3.2.2 Состав технического оборудования на всех уровнях внедряемой системы	39
3.2.3 Состав ПО на всех уровнях внедряемой системы	42
4 Технические характеристики элементной базы всех уровней внедряемой АИИС КУЭ на рассматриваемом объекте модернизации.....	44
4.1 Технические характеристики элементной базы первого уровня	44
4.2 Технические характеристики элементной базы второго уровня	47
4.3 Технические характеристики элементной базы третьего уровня, ПО системы в целом	50
4.4 Обеспечение методики измерений на ПС 220 кВ	52

5 Разработка программы обеспечения надежности на всех этапах модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ	54
5.1 Расчет надежности на всех этапах модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ	54
5.2 Определение уровня резервирования системы	62
5.3 Программа обеспечения надежности на всех этапах модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ	66
Заключение	69
Список используемой литературы и используемых источников	73

Введение

В соответствии с энергетической стратегией России на период до 2035 года в качестве «приоритетных направлений научно-технического прогресса в энергетическом секторе определено создание высокоинтегрированных интеллектуальных системообразующих и распределительных сетей нового поколения в Единой энергетической системе России» [46]. На основе этой стратегии ПАО «Россети» утверждена концепция «Цифровая трансформация 2030» [21], в которой поставлены цели и задачи для перехода к цифровым магистральным сетям. Одними из основных принципов трансформации является обеспечение наблюдаемости сетевых объектов, а также автоматизация управления технологическими процессами. Важным направлением является разработка и внедрение систем общеобъектного учета энергоресурсов и диспетчеризации на объектах энергетики, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- должны быть простые в эксплуатации и обладать высокой надежностью;
- оборудование должно отвечать международным промышленным стандартам и иметь возможность наращивания и расширения своих функций;
- должны сохранять принцип совместимости снизу в верх, т.е. новые блоки должны легко интегрироваться в систему как на аппаратном, так и на программном уровнях.

Для точного учета ресурсов, экономии электричества разработаны и широко внедряются на объектах энергетики системы АИИС КУЭ, которые расшифровывается как «автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии».

Актуальность внедрения АИИС КУЭ на объектах энергетики определяется ее экономической и технической необходимостью. С помощью АИИС КУЭ достигается равновесие взаимных интересов поставщиков

энергии и потребителей. Контроль выгоден продавцам ресурсов, желающим избежать неучтенных расходов, и пользователям, опасаящимся переплат. Учет и контроль существовали всегда, но использование современных технологий значительно упростило работу.

Современные автоматизированные системы учета электроэнергии позволяют:

- повысить точность и достоверность измерений электроэнергии, а также получить легитимные, коммерческие данные о мощности (нагрузке);
- получить данные об электроэнергии и мощности, привязанных к точному астрономическому времени, получение их синхронных интервальных значений позволяет применять экономически обоснованные тарифы и экономические методы управления энергопотреблением и тем самым снижать издержки производства;
- обеспечить точную, достоверную и легитимную информацию об отпуске электроэнергии и мощности (активной и реактивной) потребителям, что позволяет организовать реальный контроль за выполнением договорных обязательств, включая экономические санкции [25].

Таким образом, плюсы внедрения АИИС КУЭ на объектах энергетики очевидны:

- снижение расхода электроэнергии и, как следствие, затрат на ресурсы;
- возможность проверять и оптимизировать распределение энергии в энергосистеме, выставить лимит;
- пресечение воровства электричества;
- оперативное выявление проблем в энергосистеме, скорейшее их устранение.

Однако, следует отметить, что современные системы учета электроэнергии, использующие интеллектуальные компоненты, являются дорогостоящими. Причем высокая стоимость обусловлена не только

стоимостью интеллектуальным приборов учета, а также их обслуживанием, расходами на программное обеспечение системы и информационную безопасность [47]. Снизить стоимость современных систем учета электроэнергии возможно за счет расширения их функционала, например, анализа технических и коммерческих потерь электроэнергии, оценки рисков развития технологических нарушений и аварий по результатам мониторинга основных параметров всех элементов объекта [48], а также за счет увеличения объема перерабатываемой информации, поступающей всем авторизованным пользователям системы, установке сервисов, предоставляющих дополнительные услуги [49]. Поэтому такие системы зачастую являются одним из важных направлений интеллектуализации электрических сетей, обеспечивая наблюдаемость функционирования во всех элементах объекта установки системы, участие в управлении потоками электроэнергии всех участников – от источников генерации до потребителей, обеспечению в будущем гибких тарифов на предоставляемые услуги, а также, что является очень важным в настоящее время, информационной и физической безопасности объектов Группы «Россети» [51].

С началом функционирования системы АИИС КУЭ на объекте энергетики регистрация расхода электроэнергии максимально автоматизируется, что позволяет принимать более обоснованные решения по использованию и экономии энергоресурсов, осуществлять мониторинг и оптимизацию.

Целью исследования является разработка научно-обоснованных решений о модернизации системы организации учета электроэнергии на примере ПС 220 кВ, входящей в состав Группы «Россети».

Гипотеза исследования состоит в том, что разработанный алгоритм модернизации системы организации учета электроэнергии позволит автоматизировать на рассматриваемом объекте Группы «Россети» коммерческий и технический учет электроэнергии, снизить технические и коммерческие потери электроэнергии, выполнять анализ затрат

электроэнергии, а также позволит вести расчеты на Оптовом и Розничном рынках электроэнергии и мощности по дифференцированным, многоставочным тарифам.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- выполнить анализ объекта модернизации системы организации учета электроэнергии – ПС 220 кВ, существующей системы учета электроэнергии на объекте модернизации;
- выполнить анализ принципов построения внедряемой АИИС КУЭ, определения входных и выходных данных о потоках электроэнергии на всех уровнях системы;
- определить необходимые технические характеристики элементной базы всех уровней внедряемой АИИС КУЭ на рассматриваемом объекте модернизации – ПС 220 кВ;
- выполнить анализ возможной архитектуры программного обеспечения АИИС КУЭ;
- разработать программу обеспечения надежности на всех этапах модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ.

Объект исследования – ПС 220 кВ, входящая в состав Группы «Россети».

Предмет исследования – система организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ, входящая в состав Группы «Россети».

Методы исследования – основные законы электротехники, методы структурного анализа и алгоритмизации в электрических сетях, теории надежности в электроэнергетике.

Научная новизна исследования заключается в:

- разработан алгоритм модернизации системы организации учета электроэнергии на примере ПС 220 кВ, входящей в состав Группы «Россети»;

- определены входных и выходных данных о потоках электроэнергии на всех уровнях системы, определен состав технического и программного обеспечения всех уровней внедряемой АИИС КУЭ;
- разработана программа обеспечения надежности на всех этапах модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ.

Практическая значимость исследования заключается в том, что в первую очередь, будут автоматизированы функции коммерческого и технического учета электроэнергии на рассматриваемом объекте энергетики, повысится точность и достоверность получаемой информации, необходимой для деятельности рассматриваемой объекта энергетики – ПС 220 кВ, входящей в состав Группы «Россети».

Личное участие автора в организации и проведения исследования состоит в анализе нормативно-технической документации по теме исследования, анализе существующей системы учета электроэнергии на объекте модернизации, обоснования и разработке научно-обоснованных решений о принципах построения, организации точек учета электроэнергии на всех уровнях реализуемой системы.

1 Анализ объекта модернизации системы учета электроэнергии

1.1 Обоснование требований к АИИС КУЭ подстанций в соответствии с нормативно-технической документацией

«Современные системы АИИС КУЭ, построенные на базе «умных» счетчиков, позволяют поставщику получать точную и достоверную информацию о потреблении электроэнергии, осуществлять автоматический и, что очень важно, одновременный сбор данных с приборов учета, контролировать энергопотребление с возможностью ограничения мощности для любого абонента, удаленно отключать подачу электроэнергии абоненту за задолженность и удаленно подключать при её погашении, оперативно выявлять несанкционированные подключения или подключения в обход приборов учета, контролировать технические и коммерческие потери электроэнергии» [22]. Точки учёта электроэнергии должны быть определены на объекте автоматизации в соответствии с указаниями по проектированию систем коммерческого учета с использованием РД 34.09.101-94 [37].

Основными принципами построения современных АИИС КУЭ на объектах энергетики являются модульность, программируемость, открытость, унификация, единство всех систем. Поэтому при разработке систем учета электроэнергии на объектах Группы «Россети» на основании Положения ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» [32], [33] руководствуются следующими едиными нормативно-техническими документами. Организация учета электроэнергии на всех подстанциях Группы «Россети» должна выполняться в соответствии с требованиями «Положения об организации коммерческого учета электроэнергии и мощности на оптовом рынке» [30], «Положения об организации коммерческого учета электроэнергии в РАО «ЕЭС»» [31], а также техническими требованиями, установленными наблюдательным советом НП «АТС», изложенными в договоре «О присоединении к торговой

системе оптового рынка» [13]. Также при разработке и внедрении должны учитываться требования по метрологическому обеспечению системы в соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002 [2].

На подстанциях классов напряжения 110 кВ и выше должны для автоматизации процессов учета электроэнергии должны быть установлены:

- измерительные каналы для измерения электроэнергии и мощности с интеллектуальными счетчиками;
- устройство сбора и передачи данных (УСПД), отвечающее за преобразование, хранение и управление данными измерения электроэнергии и мощности;
- устройства передачи данных от пунктов учета до пункта сбора информации. Могут быть использованы телефонные модемы, высокочастотные каналы связи по линиям электропередачи, встроенные интерфейсные модули, например, типа RS-232с, каналы связи GSM через мобильных операторов.

Для измерительных каналов класс точности коммерческих счетчиков должен быть не ниже:

- «0,2S для присоединений с классом напряжения 220 кВ и выше;
- 0,5S для всех остальных классов напряжения» [36].

Функции, которые должна обеспечить АИИС КУЭ на подстанции, включая измерительный канал (1), УСПД (2) и систему сбора и обработки данных (2), приведены на рисунке 1.

Потребители информации системы используют коммерческие данные, технические данные системы в реальном времени для точности и корректности показаний, которые поступают на все уровни: от поставщика электроэнергии до потребителя. Журнал событий, журнал обслуживания, текущая конфигурации системы необходимы для фиксации показаний счетчиков и событий в системе, действий персонала по обслуживанию системы, выявления не регламентированных действий персонала.

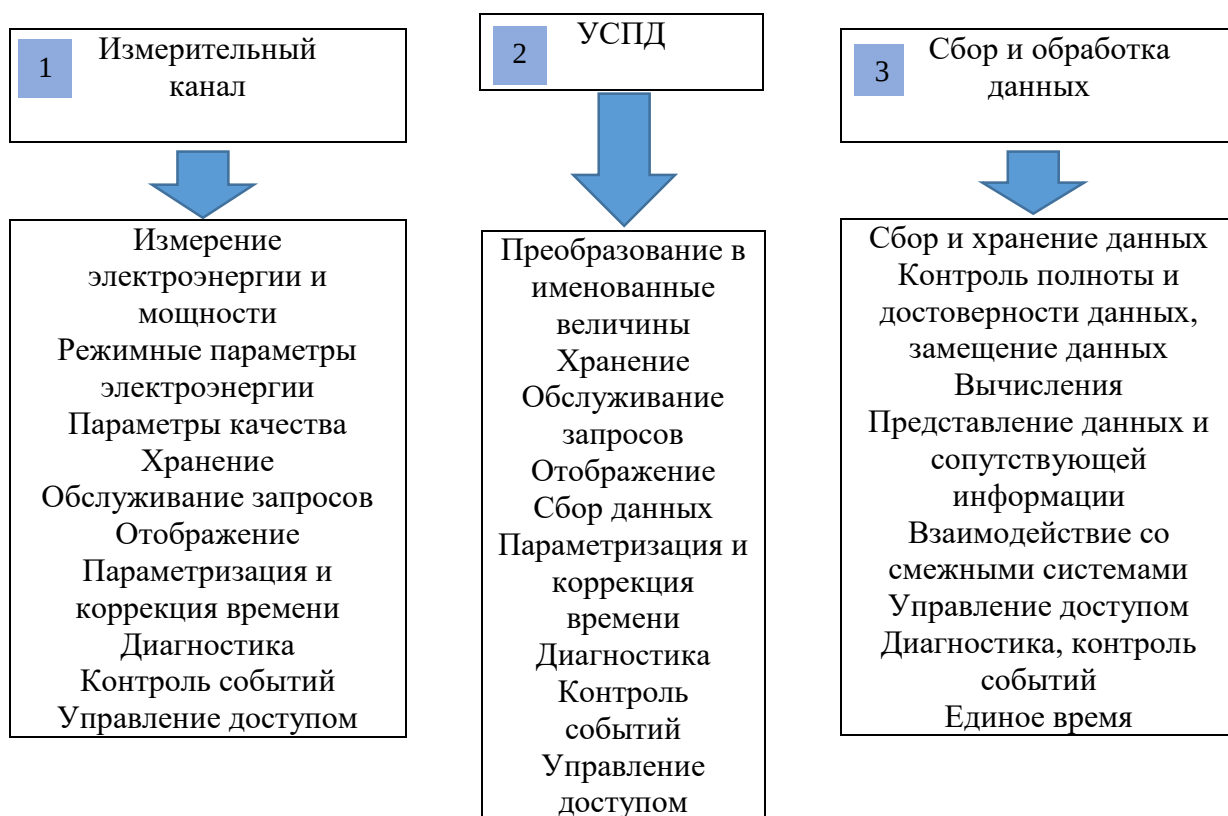


Рисунок 1 – Функции АИИС КУЭ по стандартам Группы «Россети»

Основные потребители информации АИИС КУЭ на подстанции Группы «Россети» приведены на рисунке 2.

К АИИС КУЭ подстанций Группы «Россети» устанавливаются конкретные требования. Система должна:

- «удовлетворять требованиям ГОСТ Р 8.596-2002 [2];
- быть внесена в Государственный реестр средств измерений;
- системе должен быть присвоен коэффициент класса качества на федеральном оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ) в соответствии с Договором о присоединении к торговой системе ОРЭ [13];
- организовывать технический учет электроэнергии, в соответствии с ПУЭ [34];
- передавать по выделенным каналам коммерческую и технологическую информацию в информационно-вычислительный

центр в соответствующее структурное подразделение Группы «Россети»;

- иметь возможность по запросу передать по выделенным и/или коммутируемым каналам коммерческую информацию заинтересованному субъекту оптового рынка электроэнергии» [30].

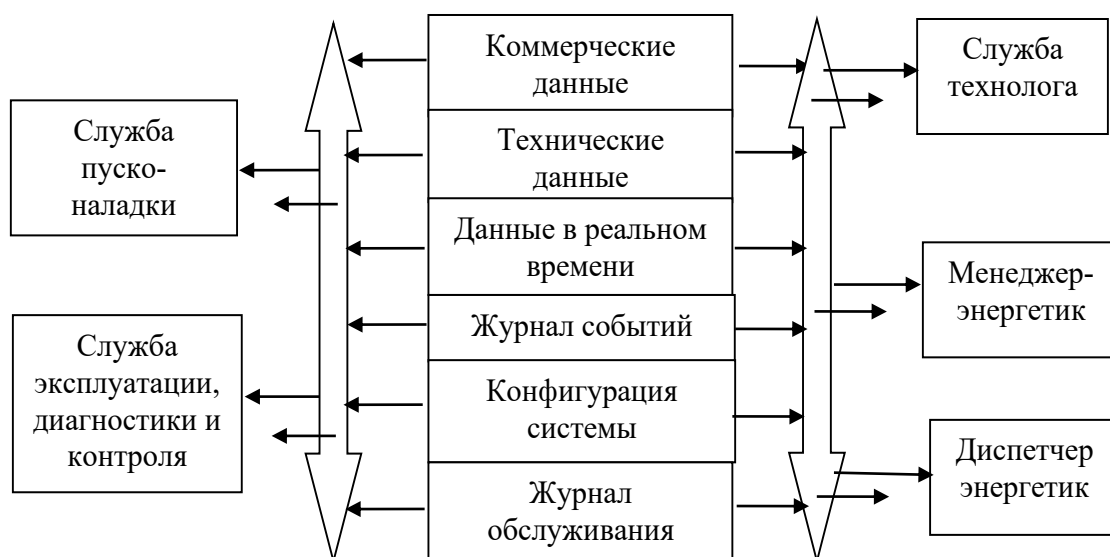


Рисунок 2 – Основные потребители информации АИИС КУЭ на подстанции

Таким образом, автоматизированная система на подстанциях позволяет определять объем полученной электроэнергии, объем электроэнергии, предоставленный потребителям в пределах одной подстанции, а также всей группы подстанций; фиксирует режимные параметры, ведет учет вероятных перебоев с подачей электроэнергии потребителям; составляет графики, оценку работы энергосистемы на основании собранной за определенное время информации; следит за состоянием электросети: фиксирует и передает параметры качества электроэнергии (отклонения напряжения, потери напряжения в отдельных элементах и т.д.).

1.2 Характеристика объекта модернизации и существующей системы учета электроэнергии до модернизации системы учета электроэнергии

ПС 220 кВ территориально расположена в Ставропольском районе Самарской области. ПС 220 кВ узловая, что определяет структуру подстанции такого типа (присутствие трех классов напряжения) [41] и взаимосвязь между отдельными модулями-компонентами, которая приведена на рисунке 3.



Рисунок 3 – Структура и взаимосвязь отдельных модулей для ПС 220 кВ

На подстанциях такого типа обычно предусмотрено три распределительных устройства (РУ):

- РУ высокого напряжения (ВН);
- РУ среднего напряжения (СН);
- РУ низкого напряжения (НН), которое обычно служит для питания системы собственных нужд.

Поэтому на узловых ПС устанавливают трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы.

Также на подстанции предусмотрены релейная защита и автоматика, система измерения.

В настоящее время на объекте модернизации – ПС 220 кВ открыто установлены два автотрансформатора АТ1 и АТ2 с суммарной установленной мощностью 480 МВА напряжением $230/(121\pm6\times2\%)/10,5$ кВ.

Существующее открытое распределительное устройство (ОРУ) ВН на напряжение 220 кВ (ОРУ 220 кВ) выполнено по схеме «одна рабочая секционированная система шин» [42]. На рисунке 4 приведена принципиальная схема ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ.

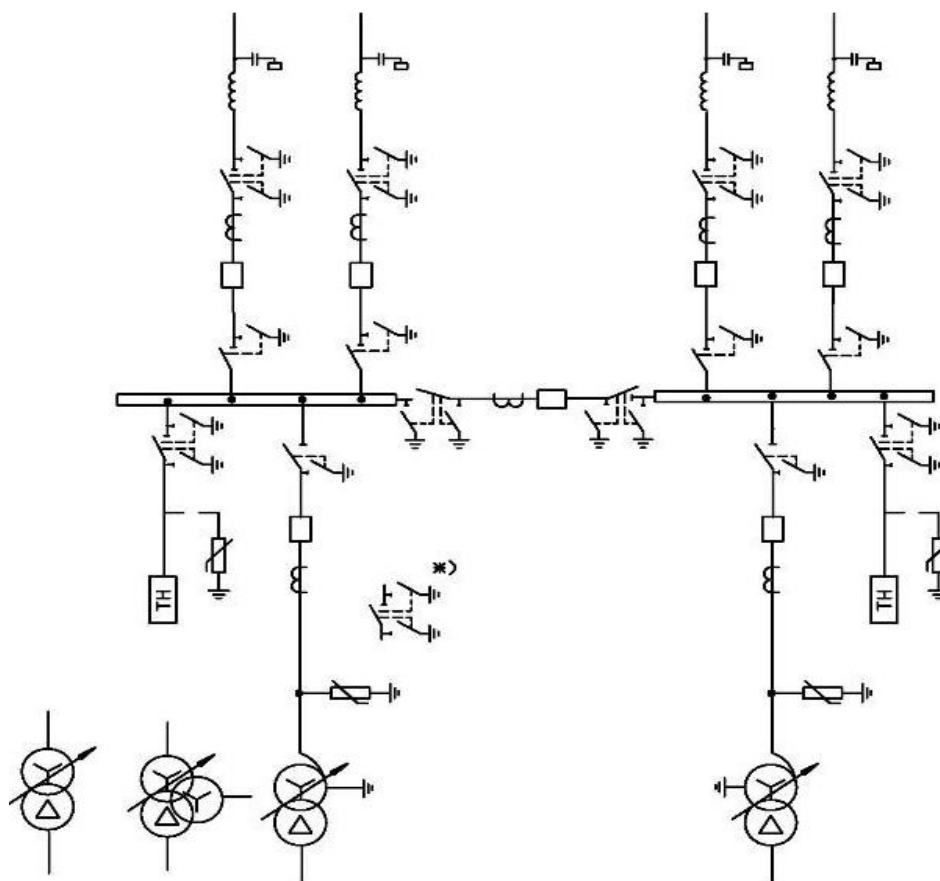


Рисунок 4 – Схема ОРУ 220 кВ на момент реконструкции ПС 220 кВ

Существующее открытое распределительное устройство СН на напряжение 110 кВ выполнено по схеме «одна рабочая секционированная система шин с подключением трансформаторов через развилку из выключателей» [42]. На рисунке 5 приведена принципиальная схема ОРУ 110 кВ.

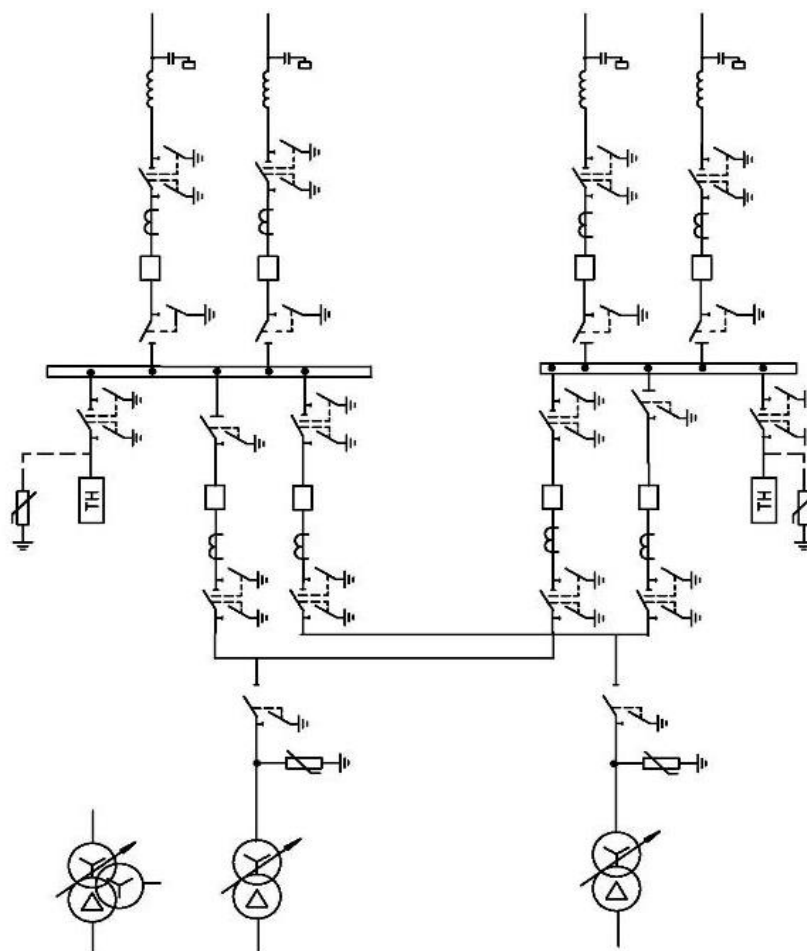


Рисунок 5 – Схема ОРУ 110 кВ на момент реконструкции ПС 220 кВ

Распределительное устройство НН выполнено КРУ 10 кВ и размещено в здании, совмещенном с ОПУ. На ПС 220 кВ в КРУ 10 кВ установлены два трансформатора собственных нужд ТСН1 и ТСН2 напряжением 10,5/0,4 кВ, мощностью по 320 кВА.

От ПС 220 кВ на момент реконструкции о высоковольтные воздушные линии электропередачи (ВВЛЭ) классом напряжения 220 кВ и 110 кВ

суммарной протяженностью 459 км. Характеристики отходящих ВВЛЭ классом напряжения 220 кВ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики ВВЛЭ 220 кВ

Тип РУ	Место подключения	Наименование ВВЛЭ	Характеристика ВВЛЭ
Открытое	Ячейка 1	«Завод-1»	АСО-500/64, $L = 21$ км
	Ячейка 2	«Завод-2»	АСО-500/64, $L = 23$ км
	Ячейка 3	«Сельская-1»	АСО-400/51, $L = 18$ км
	Ячейка 5	«Сельская-2»	АСО-480/59, $L = 18$ км
	Ячейка 8	«Сельская-3»	АС-500/34, $L = 19$ км

Суммарная протяженность пяти ВВЛЭ 220 кВ составляет 99 км.

Характеристики отходящих ВВЛЭ классом напряжения 110 кВ приведены в таблице 2. Суммарная протяженность восемнадцати ВВЛЭ 110 кВ составляет 360 км.

Таблица 2 – Характеристики ВВЛЭ 110 кВ

Тип РУ	Место подключения	Наименование ВВЛЭ	Характеристика ВВЛЭ
КРУЭ	Ячейка 2	«Химзавод-1»	АС-240/32, $L = 15$ км
	Ячейка 7	«Химзавод-2»	АС-240/32, $L = 15$ км
	Ячейка 8	«Химзавод-3»	АС-240/32, $L = 16$ км
	Ячейка 25	«Химзавод-4»	АС-185/29, $L = 16$ км
	Ячейка 9	«Город-1»	АС-240/39, $L = 23$ км
	Ячейка 10	«Город-2»	АС-185/29, $L = 22$ км
	Ячейка 19	«Город-3»	АС-240/39, $L = 23$ км
	Ячейка 20	«Город-4»	АС-185/29, $L = 22$ км
	Ячейка 3	«Центральная-1»	АС-185/29, $L = 31$ км
	Ячейка 4	«Центральная-2»	АС-185/29, $L = 30$ км
	Ячейка 21	«Центральная-3»	АС-95/16, $L = 31$ км
	Ячейка 22	«Центральная-4»	АС-150/24, $L = 30$ км
	Ячейка 5	«Западная-1»	АС-120/19, $L = 22$ км
	Ячейка 6	«Западная-2»	АС-120/19, $L = 23$ км
	Ячейка 17	«Западная-3»	АС-185/29, $L = 20$ км
	Ячейка 18	«Западная-4»	АС-185/29, $L = 21$ км

В настоящее время на ПС 220 кВ функционирует АИИС КУЭ на базе микропроцессорных счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03.01 производства ННПО имени М.В. Фрунзе [16] с передачей информации в «МЭС Волги» – Группа

«Россети». На ВВЛЭ 220 кВ, 110 кВ, а также на стороне 0,4 кВ ТСН1 и ТСН2 осуществляется коммерческий учет электроэнергии, на вводах АТ1 и АТ2 на стороне 220 кВ, 110 кВ, 10 кВ, на секционных выключателях распределительных устройств ПС 220 кВ осуществляется технический учет электроэнергии.

Также в систему входят:

- устройства коммуникации для сбора и передачи информации со счетчиков по каналам связи;
- пункт сбора информации;
- шкаф центрального коммутационного устройства (ЦКУ);
- рабочее место системного инженера и рабочая станция (АРМ);
- устройства связи, посредством которых полученные данные с приборов учета передаются на общий пункт сбора информации через систему Ethernet и GSM.

Однако, на ПС 220 кВ будет выполнена реконструкция электрической части. Также было установлено, что существующая система учета электроэнергии на объекте модернизации, входящего в Группу «Россети», не соответствует современным техническим требованиям ОРЭ. Для присвоения коэффициента класса качества АИИС, утвержденного ОАО «АТС» [13], необходима модернизация существующей системы учета электроэнергии на ПС 220 кВ.

Выводы по разделу. Определены основные принципы построения современных автоматизированных систем учета электроэнергии. Определены требования к построению и функции АИИС КУЭ подстанций на основании нормативно-технических документов Группы «Россети». Выполнена характеристика объекта модернизации существующей системы учета электроэнергии – узловой ПС 220 кВ, принадлежащей Группе «Россети».

2 Обоснование схемы электрических соединений и электрооборудование ПС 220 кВ после реконструкции

2.1 Выбор автотрансформатор и схемы электрических соединений ПС 220 кВ

При реконструкции для обеспечения надежного внешнего электроснабжения существующих и вновь присоединяемых потребителей необходима замена существующих автотрансформаторов срок службы которых составил 30 лет (АТ1 был введен в работу в 1990 году, АТ2 был введен в работу в 1991 году). На основании [26] на ПС классом напряжений 35-750 кВ к установке принимается два автотрансформатора.

Предполагается увеличение нагрузки ПС 220 кВ. Расчетное значение номинальной мощности автотрансформаторов $S_{\text{номАТ}}$ определяется по формуле:

$$S_{\text{номАТ}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{макс расч.}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{макс расч.}}$ – максимальная расчетная нагрузка ПС.

Максимальная расчетная нагрузка ПС 220 кВ с учетом присоединения вновь сооружаемых крупных потребителей с проектной суммарной мощностью $S_{\text{проект.}} = 173 \text{ МВА}$ составит $S_{\text{макс расч.}} = 340 \text{ МВА}$. Следовательно,

$$S_{\text{номАТ}} \geq 0,7 \cdot 340 = 238 \text{ МВА.}$$

К установке принято два автотрансформатора АТ1 и АТ2 мощностью по 250 МВА напряжением $230/(121 \pm 6 \times 2\%)/10,5 \text{ кВ}$ производства ООО «Тольяттинский трансформатор» [23]. Максимальная аварийная перегрузка АТ1 и АТ2 составит 12% сверх номинальной мощности, что допустимо [27].

Рекомендовано с существующей схемы ОРУ 220 кВ «две рабочие и обходная системы шин» перейти на схему «две рабочие системы шин» [42] с элегазовыми выключателями [1]. Рекомендуемая схема ОРУ 220 кВ позволит производить:

- «отключение воздушных линий 220 кВ или источников питания на все время ремонта выключателя в их цепи» [42];
- при выводе в ревизию или ремонт любой секции шин перевод воздушных 220 кВ или источников питания на другую секцию шин.

На рисунке 6 приведена принципиальная схема ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ принятая для реконструкции.

Распределительное устройство СН на напряжение 110 кВ рекомендовано выполнить комплектным элегазовым типа «КРУЭ 110» по схеме «две одинарные рабочие секционированные выключателями системы шин с подключением трансформаторов через развилку из двух выключателей» [42]. На рисунке 7 приведена принципиальная схема КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ принятая для реконструкции. Производитель КРУЭ типа ЯГТ-110 АО «Электроаппарат» [19].

Распределительное устройство НН рекомендовано выполнить комплектным типа КРУ 10 кВ по схеме «две секционированные системы сборных шин» [42]. Распределительное устройство НН выполняется ячейками КРУ 10 кВ типа СЭЩ-63 Группы компаний «Акрон Холдинг» и размещается в здании, совмещенном с ОПУ. В существующем здании ОПУ размещаются: релейный щит, щит собственных нужд, щит постоянного тока, аккумуляторная.

На ПС в КРУ 10 кВ при реконструкции из-за увеличения нагрузки собственных нужд будут установлены два трансформатора собственных нужд ТСН1 и ТСН2 напряжением 10,5/0,4 кВ, мощностью по 630 кВА производства ООО «Тольяттинский трансформатор» [23].

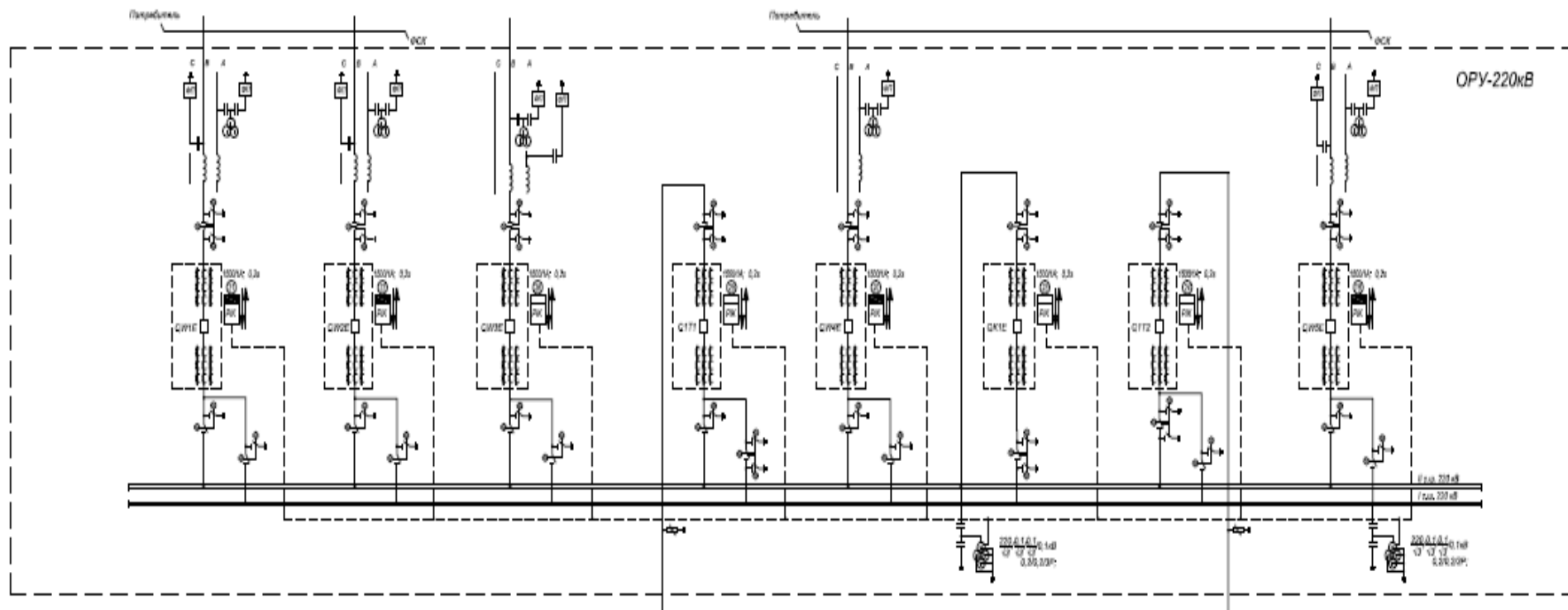


Рисунок 6 – Принципиальная схема ОРУ 220 кВ объекта модернизации принятая для реконструкции

Схема подключения ТСН1 и ТСН2 с параметрами установленного электрооборудования приведена на рисунке 8.

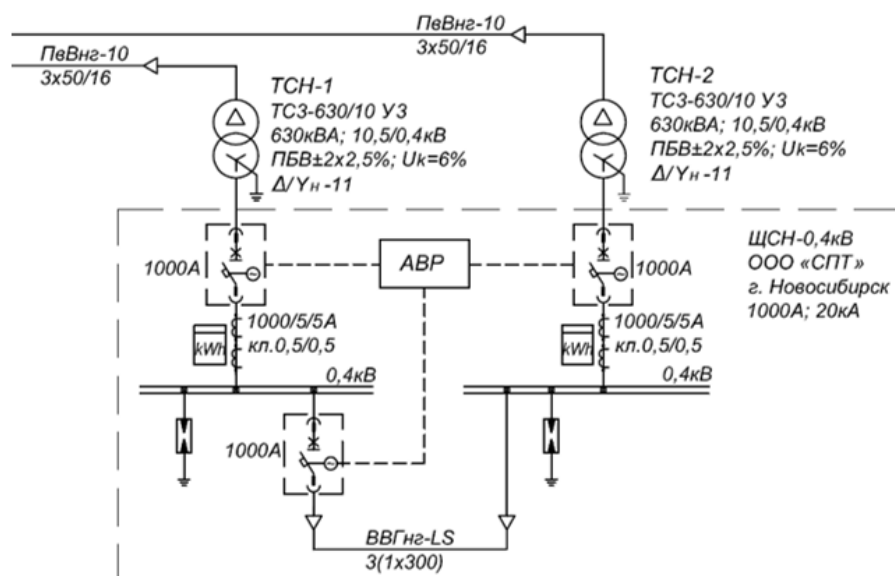


Рисунок 8 – Схема подключения ТСН1 и ТСН2 на ПС 220 кВ

От ПС 220 кВ при реконструкции будет увеличено число отходящих ВВЛЭ 110 кВ с шестнадцати до восемнадцати. Длина ВВЛЭ классом напряжения 220 кВ и 110 кВ увеличится до 502 км.

Характеристики ВВЛЭ классом напряжения 220 и 110 кВ с учетом проектируемых к подключению при реконструкции приведены в таблице 3. Суммарная протяженность восемнадцати ВВЛЭ 110 кВ составит 403 км.

Таблица 3 – Характеристики ВВЛЭ 220 кВ и 110 кВ

Статус ВВЛЭ, класс напряжения	Наименование ВВЛЭ	Характеристика ВВЛЭ	$I_{дл.доп.}, A$
Существующие 220 кВ	«Завод-1»	АСО-500/64, $L = 21$ км	960
	«Завод-2»	АСО-500/64, $L = 23$ км	960
	«Сельская-1»	АСО-400/51, $L = 18$ км	860
	«Сельская-2»	АСО-480/59, $L = 18$ км	960
	«Сельская-3»	АС-500/34, $L = 19$ км	960
Существующие 110 кВ	«Химзавод-1»	АС-240/32, $L = 15$ км	605
	«Химзавод-2»	АС-240/32, $L = 15$ км	605
	«Химзавод-3»	АС-240/32, $L = 16$ км	605

Продолжение таблицы 3

Статус ВВЛЭ, класс напряжения	Наименование ВВЛЭ	Характеристика ВВЛЭ	$I_{\text{дл.доп.}}, \text{А}$
Существующие 110 кВ	«Химзавод-4»	АС-185/29, $L = 16$ км	510
	«Город-1»	АС-240/39, $L = 23$ км	605
	«Город-2»	АС-185/29, $L = 22$ км	510
	«Город-3»	АС-240/39, $L = 23$ км	605
	«Город-4»	АС-185/29, $L = 22$ км	510
	«Центральная-1»	АС-185/29, $L = 31$ км	510
	«Центральная-2»	АС-185/29, $L = 30$ км	510
	«Центральная-3»	АС-185/29, $L = 31$ км	510
	«Центральная-4»	АС-185/29, $L = 30$ км	510
	«Западная-1»	АС-240/39, $L = 22$ км	605
	«Западная-2»	АС-240/39, $L = 23$ км	605
	«Западная-3»	АС-240/39, $L = 20$ км	605
	«Западная-4»	АС-240/39, $L = 21$ км	605
Проектируемые 110 кВ	«Водоканал-1»	АС-185/29, $L = 22$ км	510
	«Водоканал-2»	АС-185/29, $L = 21$ км	510

Для ввода в здание КРУЭ 110 кВ следует предусмотреть кабельные вставки 110 кВ – переход ВВЛЭ 110 кВ в кабельные линии [43]. Характеристики кабельных вставок 110 кВ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики кабельных вставок 110 кВ

Наименование ВВЛЭ 110 кВ	Характеристика кабельной вставки	$I_{\text{дл.доп.}}, \text{А}$
«Химзавод-1»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/240)$	605
«Химзавод-2»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/240)$	605
«Химзавод-3»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/240)$	605
«Химзавод-4»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/185)$	510
«Город-1»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/240)$	605
«Город-2»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/240)$	510
«Город-3»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/185)$	605
«Город-4»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/185)$	510
«Центральная-1»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/185)$	510
«Центральная-2»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/185)$	510
«Центральная-3»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/185)$	510
«Центральная-4»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/185)$	510
«Западная-1»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/240)$	605
«Западная-2»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/240)$	605
«Западная-3»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/240)$	605
«Западная-4»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/240)$	605
«Водоканал-1»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/185)$	510
«Водоканал-2»	ПвП2Г-64/110, $3 \times (1 \times 500/185)$	510
До АТ1, АТ2	N2XS(FL)2Y-64/110, $3 \times (1 \times 2000\text{RMS}/210)$	1312

В ОРУ 220 кВ дополнительно принято две резервные ячейки для подключения вновь вводимых в эксплуатацию ВВЛЭ 220 кВ. В КРУЭ 110 кВ также принято две резервные ячейки для подключения вновь вводимых в эксплуатацию ВВЛЭ 110 кВ.

Принятая для реконструкции схема ПС 220 кВ разработана с учетом требований [41], где регламентировано следующее:

- комплексное решение вопросов электроснабжения потребителей ПС 220 кВ независимо от их ведомственной принадлежности;
- максимальное использование существующих сетей с учетом их возможной реконструкции;
- возможность работы преимущественно с максимальными или близкими к ним уровням нагрузки;
- возможность сохранения принятых решений по развитию сети при небольших отклонениях нагрузок от планируемых;
- экономичность развития и функционирования сети для обеспечения оптимальных уровней токов КЗ и потерь электроэнергии.

Объект модернизации системы учета электроэнергии – ПС 220 кВ является узлом основной электрической сети в Группе «Россети». Для проверки соответствия рекомендуемой схемы ПС 220 кВ требованиям надежности электроснабжения выполнены расчеты нормальных, аварийных и послеаварийных режимов. Послеаварийные режимы рассчитаны для следующих режимов:

- отключения одного элемента основной сети (сети 220 кВ) с плановым ремонтом другого. Рассмотрено отключение ВВЛЭ 220 кВ при ремонте выключателя на другой ВВЛЭ 220 кВ;
- отключение одного элемента сети 110 кВ с плановым ремонтом другого. Рассмотрено отключение ВВЛЭ 110 кВ при ремонте выключателя на другой ВВЛЭ 110 кВ.

2.2 Токи трехфазного и однофазного КЗ на шинах ПС 220 кВ

Для обоснования устанавливаемого электрооборудования на объекте модернизации ПС 220 кВ в ОРУ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ и КРУ 10 кВ необходим расчет аварийных режимов – определение токов трехфазного и однофазного КЗ на шинах 220 кВ, 110 кВ, 10 кВ и прилегающих ВЛЭ 220 кВ и 110 кВ.

Для расчета аварийных режимов необходимы расчетная схема и схема замещения, которые для расчета токов КЗ на шинах 220 кВ (точка К₁), 110 кВ (точка К₂), 10 кВ (точка К₃), отходящей ВЛЭ 110 кВ (точка К₄) приведены на рисунке 9.

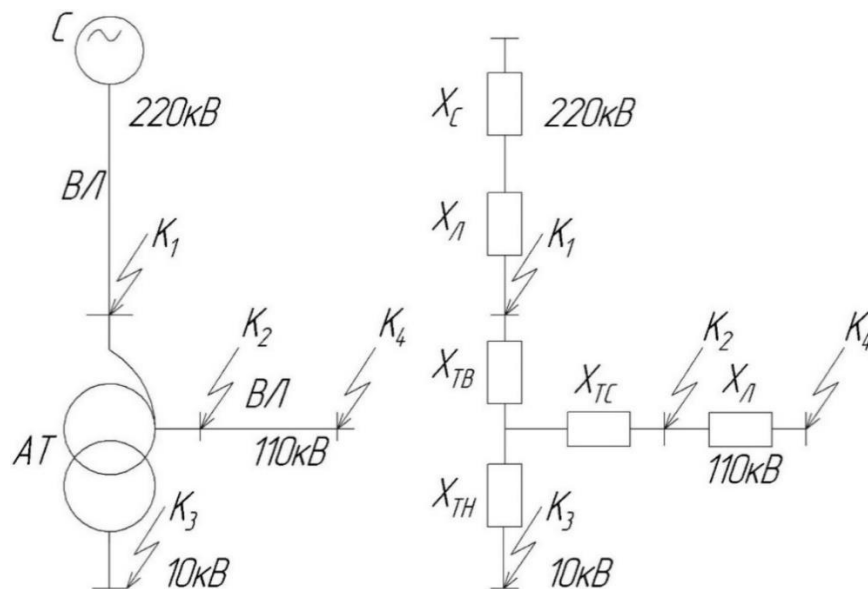


Рисунок 9 – Расчетная схема и схема замещения для расчета аварийных режимов на объекте модернизации

Для расчета аварийных токов необходимо определение суммарного сопротивления до точки КЗ $Z_{\Sigma К}$, которое определяется по формуле:

$$Z_{\Sigma К} = \Sigma R_i + j \Sigma X_i, \quad (2)$$

где R_i и X_i – активные и реактивные сопротивления для i -го элемента схемы замещения для расчета аварийного режима.

Далее определяется ток трехфазного КЗ:

$$I_{K(3)} = \frac{U_{узл}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K(3)}}, \quad (3)$$

где $U_{узл}$ – напряжение расчетной ступени;

$Z_{\Sigma K(3)}$ – результирующее суммарное сопротивление до точки КЗ для расчета $I_{K(3)}$.

Для расчета тока однофазного КЗ необходимо определить сопротивление цепи «фаза-нуль» [35]. Для сети с $U_{узл} \geq 1000$ В ток однофазного КЗ определяется по упрощенной формуле:

$$I_{K(1)} = 3 \frac{U_{узл}}{Z_{\Sigma K(1)}}, \quad (4)$$

где $Z_{\Sigma K(1)}$ – результирующее суммарное сопротивление до точки КЗ для расчета $I_{K(1)}$.

Расчет сопротивлений до точки КЗ, расчет токов КЗ выполнен по методикам и стандартам, приведенным в [3], [34], [35]. При расчете сопротивлений $Z_{\Sigma K(3)}$ и $Z_{\Sigma K(1)}$ в формуле (2) учтена только реактивная составляющая $jX_{\Sigma K(3)}$ и $jX_{\Sigma K(1)}$, т.к. активное сопротивления в электрических сетях напряжением больше 1 кВ практически равной нулю:

$$Z_{\Sigma K(3)} = jX_{\Sigma K(3)}; Z_{\Sigma K(1)} = jX_{\Sigma K(1)}. \quad (5)$$

Токи КЗ рассчитаны для двух аварийных режимов:

- I аварийный режим, в котором рассмотрена совместная работа I и II секций сборных шин 220 кВ;
- II аварийный режим, в котором рассмотрена раздельная работа I и II секций сборных шин 220 кВ.

Для I аварийного режима при совместной работе I и II секций сборных шин 220 кВ сопротивления элементов сети 220 кВ определяются как:

$$Z_{\Sigma K220} = \frac{\Sigma R_{i220}}{2} + j \frac{\Sigma X_{i220}}{2}, \quad (6)$$

где R_{i220} и X_{i220} – активные и реактивные сопротивления для i -го элемента сети 220 кВ (ВВЛЭ 220 кВ, АТ1 и АТ2).

Для II аварийного режима при раздельной работе I и II секций сборных шин 220 кВ для определения сопротивлений элементов сети 220 кВ следует воспользоваться формулой (2).

Результаты расчета результирующих сопротивлений и токов трехфазных и однофазных КЗ по формулам (3), (4) для расчетных узлов 220 кВ, 110 кВ и 10 кВ ПС 220 кВ для I аварийного режима (совместная работа сети 220 кВ) приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета аварийных режимов для ПС 220 кВ

Расчетная точка КЗ		Вид аварии			
$U_{\text{узн}}, \text{кВ}$	Место и номер точки	К(3)		К(1)	
		$Z_{\Sigma K(3)}, \text{Ом}$	$I_{K(3)}, \text{А}$	$Z_{\Sigma K(1)}, \text{Ом}$	$I_{K(1)}, \text{А}$
220	ПС, шины 220 кВ (К ₁)	$j3,336$	39,81	$j12,544$	31,75
110	ПС, шины 110 кВ (К ₂)	$j2,006$	33,10	$j5,4$	36,94
10	ПС, шины 10 кВ (К ₃)	$j1,038$	31,52	$j1,557$	21,34
110	ВВЛЭ «Химзавод-1» (К ₄)	$j2,144$	37,5	$j5,31$	30,1
	ВВЛЭ «Химзавод-2» (К ₄)	$j2,144$	37,5	$j5,31$	30,1
	ВВЛЭ «Химзавод-3» (К ₄)	$j2,145$	37,4	$j5,32$	30,08
	ВВЛЭ «Химзавод-4» (К ₄)	$j2,145$	37,4	$j5,32$	30,08
	ВВЛЭ «Город-1» (К ₄)	$j2,149$	36,8	$j5,37$	29,8
	ВВЛЭ «Город-2» (К ₄)	$j2,148$	36,9	$j5,36$	29,9
	ВВЛЭ «Город-3» (К ₄)	$j2,149$	36,8	$j5,37$	29,8
	ВВЛЭ «Город-4» (К ₄)	$j2,148$	36,9	$j5,36$	29,9
	ВВЛЭ «Центральная-1» (К ₄)	$j2,151$	37,5	$j5,42$	30,1
	ВВЛЭ «Центральная-2» (К ₄)	$j2,150$	37,4	$j5,41$	30,0
	ВВЛЭ «Центральная-3» (К ₄)	$j2,151$	37,5	$j5,42$	30,1
	ВВЛЭ «Центральная-4» (К ₄)	$j2,150$	37,4	$j5,41$	30,0
	ВВЛЭ «Западная-1» (К ₄)	$j2,148$	36,9	$j5,36$	29,9
	ВВЛЭ «Западная-2» (К ₄)	$j2,149$	36,8	$j5,37$	29,8
	ВВЛЭ «Западная-3» (К ₄)	$j2,143$	37,9	$j5,34$	30,2

Продолжение таблицы 5

Расчетная точка КЗ		Вид аварии			
$U_{\text{уэл}}, \text{кВ}$	Место и номер точки	К(3)		К(1)	
		$Z_{\Sigma K(3)}, \text{Ом}$	$I_{K(3)}, \text{А}$	$Z_{\Sigma K(1)}, \text{Ом}$	$I_{K(1)}, \text{А}$
110	ВВЛЭ «Западная-4» (К ₄)	$j2,144$	37,5	$j5,31$	30,1
	ВВЛЭ «Водоканал-1» (К ₄)	$j2,148$	36,9	$j5,36$	29,9
	ВВЛЭ «Водоканал-2» (К ₄)	$j2,144$	37,5	$j5,31$	30,1

Результаты расчета результирующих сопротивлений и токов трехфазных и однофазных КЗ по формулам (3), (4) для расчетных узлов 220 кВ, 110 кВ и 10 кВ ПС 220 кВ для II аварийного режима (раздельная работа сети 220 кВ) приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета аварийных режимов для ПС 220 кВ

Расчетная точка КЗ		Вид аварии			
$U_{\text{уэл}}, \text{кВ}$	Место и номер точки	К(3)		К(1)	
		$Z_{\Sigma K(3)}, \text{Ом}$	$I_{K(3)}, \text{А}$	$Z_{\Sigma K(1)}, \text{Ом}$	$I_{K(1)}, \text{А}$
220	ПС, шины 220 кВ (К ₁)	$j5,33$	25,37	$j20,92$	19,03
110	ПС, шины 110 кВ (К ₂)	$j2,006$	33,09	$j5,4$	36,93
10	ПС, шины 10 кВ (К ₃)	$j1,038$	31,52	$j1,557$	21,34
110	ВВЛЭ «Химзавод-1» (К ₄)	$j2,144$	37,5	$j5,31$	30,1
	ВВЛЭ «Химзавод-2» (К ₄)	$j2,144$	37,5	$j5,31$	30,1
	ВВЛЭ «Химзавод-3» (К ₄)	$j2,145$	37,4	$j5,32$	30,08
	ВВЛЭ «Химзавод-4» (К ₄)	$j2,145$	37,4	$j5,32$	30,08
	ВВЛЭ «Город-1» (К ₄)	$j2,149$	36,8	$j5,37$	29,8
	ВВЛЭ «Город-2» (К ₄)	$j2,148$	36,9	$j5,36$	29,9
	ВВЛЭ «Город-3» (К ₄)	$j2,149$	36,8	$j5,37$	29,8
	ВВЛЭ «Город-4» (К ₄)	$j2,148$	36,9	$j5,36$	29,9
	ВВЛЭ «Центральная-1» (К ₄)	$j2,151$	37,5	$j5,42$	30,1
	ВВЛЭ «Центральная-2» (К ₄)	$j2,150$	37,4	$j5,41$	30,0
	ВВЛЭ «Центральная-3» (К ₄)	$j2,151$	37,5	$j5,42$	30,1
	ВВЛЭ «Центральная-4» (К ₄)	$j2,150$	37,4	$j5,41$	30,0
	ВВЛЭ «Западная-1» (К ₄)	$j2,148$	36,9	$j5,36$	29,9
	ВВЛЭ «Западная-2» (К ₄)	$j2,149$	36,8	$j5,37$	29,8
	ВВЛЭ «Западная-3» (К ₄)	$j2,143$	37,9	$j5,34$	30,2
	ВВЛЭ «Западная-4» (К ₄)	$j2,144$	37,5	$j5,31$	30,1
	ВВЛЭ «Водоканал-1» (К ₄)	$j2,148$	36,9	$j5,36$	29,9
	ВВЛЭ «Водоканал-2» (К ₄)	$j2,144$	37,5	$j5,31$	30,1

Результаты расчетов токов в аварийных режимах позволяют обосновать устанавливаемое электрооборудование на объекте модернизации ПС 220 кВ в ОРУ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ и КРУ 10 кВ

2.3 Электрооборудование ПС 220 кВ после реконструкции

Проверка соответствия установленного электрооборудования в ОРУ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ, КРУ 10 кВ параметрам электрической сети при нормальных режимах, перегрузках, аварийных режимах выполнена по требованиям ПУЭ [34].

В ОРУ 220 кВ в ячейках АТ1 (ячейка 4) и АТ2 (ячейка 7), ВВЛЭ 220 кВ «Завод-1» (ячейка 1), «Завод-2» (ячейка 2), «Сельская-1» (ячейка 3), «Сельская-2» (ячейка 5), «Сельская-3» (ячейка 8) установлены:

- выключатели ВЭБ-220-5/3150 УХЛ1 с $I_{\text{ном}} = 3150$ А, $I_{\text{откл}} = 50$ кА, $I_{\text{дин}} = 125$ кА, $I_{\text{терм}} = 50$ кА производства ЗАО «Уралэлектротяжмаш-Уралгидромаш» [15];
- разъединители РПДО-1-220/1600 УХЛ1 с $I_{\text{ном}} = 1600$ А, $I_{\text{терм}} = 50$ кА производства ЗАО «Уралэлектротяжмаш-Уралгидромаш» [15];
- разъединители РПД-2-1220/1600 УХЛ1 с $I_{\text{ном}} = 1600$ А, $I_{\text{терм}} = 50$ кА производства ЗАО «Уралэлектротяжмаш-Уралгидромаш» [15];
- трансформаторы тока ТВГ-220 с $I_{\text{ном}} = 2000/1500/1000$ А с классом точности вторичных обмоток 0,2s/0,2/10p [9].

На шинах I и II секциях сборных шин 220 кВ установлены трансформаторы напряжения НКДМ-220 220/0,1 кВ с классом точности вторичных обмоток 0,2/0,2/3p производства АО «РЭТЗ Энергия» [20].

КРУЭ 110 кВ выбрано типа ЯГТ-110 производства АО «Электроаппарат» [18]. В ячейках 1-25 КРУЭ 110 кВ установлены:

- элегазовые выключатели в комплекте КРУЭ 110 кВ (ЯГТ) с $I_{\text{ном}} = 2000$ А, $I_{\text{откл}} = 50$ кА, $I_{\text{дин}} = 125$ кА, $I_{\text{терм}} = 50$ кА;

- трансформаторы тока в комплекте КРУЭ 110 кВ (ЯГТ) с $I_{\text{ном}} = 1500/1000/600/400$ А с классом точности вторичных обмоток 0,2s/0,2/10p [9].

На шинах I, II, III и IV секциях сборных шин 110 кВ установлены трансформаторы напряжения в комплекте КРУЭ 110 кВ (ЯГТ) с классом точности вторичных обмоток 0,2/0,2/3p [8].

Для ограничения токов КЗ на стороне 10 кВ установлены токоограничивающие реакторы типа РТСТПП-10-1000-0,35 УЗ1 с $I_{\text{ном}} = 1000$ А, $R_p = 0,35$ Ом.

На стороне 10 кВ установлены ячейки КРУ-10 типа СЭЩ-63 [18] с коммутационным и измерительным электрооборудованием:

- вакуумными выключателями ВВУ-СЭЩ-10 У2 с $I_{\text{ном}} = 1000$ А, $I_{\text{откл}} = 31,5$ кА, $I_{\text{дин}} = 52$ кА, $I_{\text{терм}} = 31,5$ кА;
- трансформаторами тока ТОЛ-СЭЩ-10 с $I_{\text{ном}} = 1000/600/1$ А с классом точности вторичных обмоток 0,5s/ 0,5/10p;
- трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 10/0,1 кВ с классом точности вторичных обмоток 0,5/0,5/3p.

Все установленное коммутационное и измерительное оборудование на ОРУ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ, КРУ 10 кВ удовлетворяет условиям проверки по требованиям, установленным в ПУЭ [34] и ГОСТ Р 52736-2007 [4].

Выводы по разделу. Выполнено обоснование схемы электрических соединений ОРУ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ ПС 220 кВ после реконструкции. Существующие автотрансформаторы мощностью по 240 МВА заменяются двумя автотрансформаторами мощностью по 250 МВА.

Выполненный расчет аварийных режимов в сети напряжением 220 кВ, 110 кВ, 10 кВ позволил установить, что все коммутирующее и измерительное электрооборудование ОРУ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ, КРУ 10 кВ удовлетворяет условиям проверки как по перегрузочной способности, так и по токам КЗ.

3 Определение принципов построения внедряемой АИИС КУЭ. Определение входных и выходных данных о потоках электроэнергии на всех уровнях системы

3.1 Выбор алгоритма модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии подстанции представляет собой комплекс технических средств, программных и алгоритмических решений, позволяющих осуществлять учет электроэнергии на всех уровнях напряжения ПС: в РУ ВН, РУ СН, РУ НН.

Выполненный анализ актуальности, целей и задач модернизации системы организации учета электроэнергии на выбранном объекте – ПС 220 кВ, входящей в состав Группы «Россети», а также самой оборудования и схемы ПС 220 кВ, позволяет сформировать алгоритм модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ, который приведен на рисунке 10.

Требования и порядок модернизации любого объекта энергетики излагаются в техническом задании. В ТЗ обязательно указываются цели и задачи модернизации системы организации учета электроэнергии на рассматриваемом объекте энергетики. Важным разделом является анализ существующей конфигурации электрической части ПС 220 кВ, а также энергоузла подключения ПС. Здесь необходимо выполнить анализ электрических режимов подстанции: загрузки основного электрооборудования, нормальных и аварийных режимов для проверки балансов электрической мощности.

Техническое задание на АИИС КУЭ для ПС 220 кВ должно быть разработано в соответствии с регламентами ОАО «АТС» [13]. В ТЗ также указываются заказчик и разработчик ТЗ.

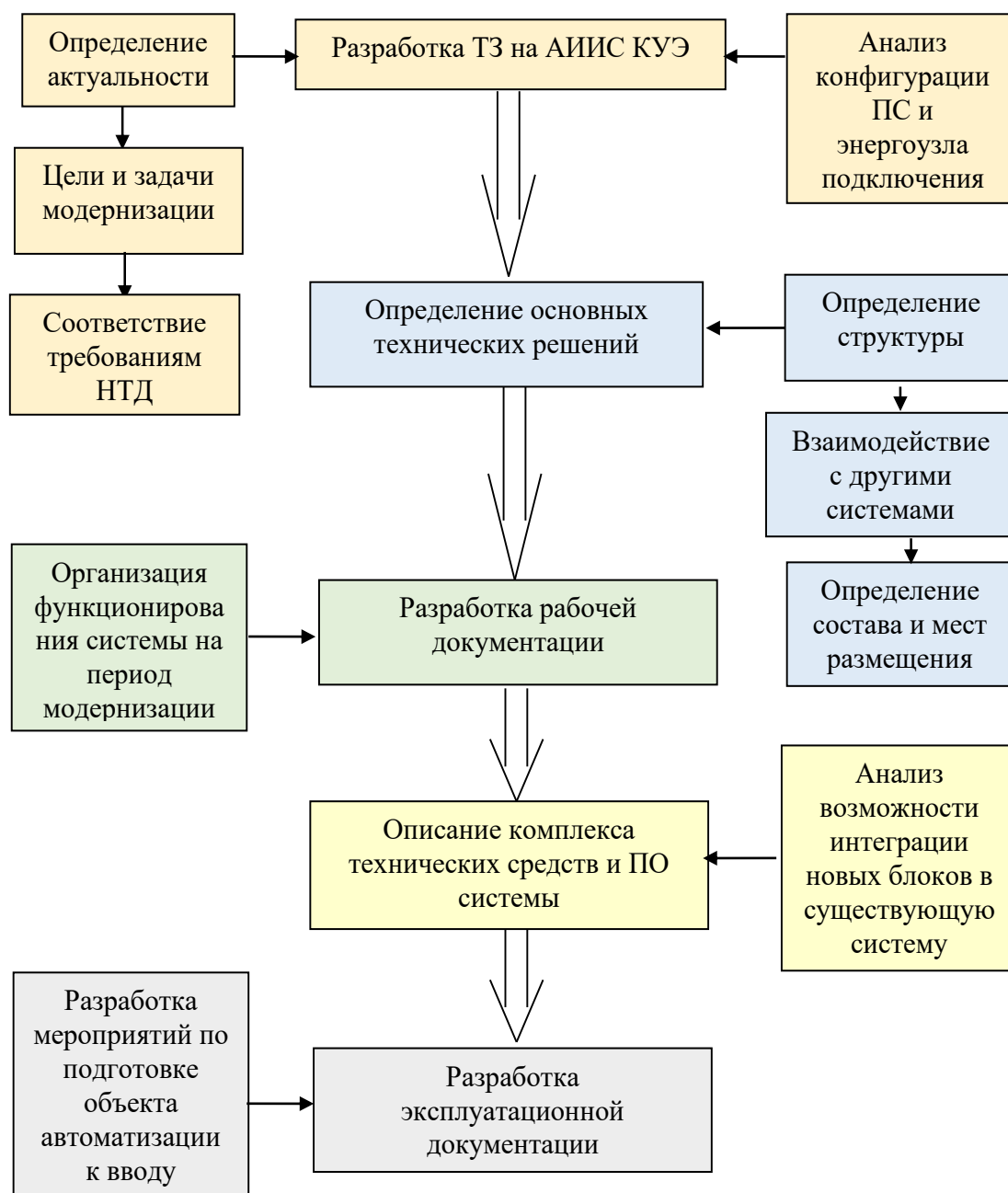


Рисунок 10 – Алгоритм модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ

На ПС 220 кВ при модернизации системы организации учета электроэнергии предполагается строительство нового ОПУ. При модернизации предполагается установка новых измерительных трансформаторов тока, инапряжения на класс напряжения 220 кВ и 110 кВ, что приведет к установке новых интеллектуальных счетчиков, которые устанавливаются в шкафах релейной защиты в помещении панелей РЗА 220

кВ и 110 кВ в новом здании ОПУ, а также в ячейках КРУ 10 кВ в зданиях реакторных. Предполагается, что имеющиеся УСПД, АРМ, коммуникационное оборудование могут быть использованы в новой системе. Шкаф с УСПД планируется перенести в новое здание ОПУ в помещение панелей РЗ и АСУ ТП подстанции.

В ТЗ также устанавливаются требования к системе и ее отдельным составляющим, устанавливается количество уровней системы, прописываются необходимые внутренние и внешние связи, их характеристики, основные режимы функционирования системы, техническое и программное обеспечение системы; устанавливаются требования по надежности, информационной безопасности, степени автоматизации системы. Обязательным пунктом являются требования к численности и квалификации персонала,

Рабочая документация состоит из пояснительной записки, разработки схемы функциональной структуры системы, описания автоматизируемых функций, а также программного обеспечения, оценки проектной надежности устанавливаемой системы.

В пояснительной записке должен быть приведен объем работ по созданию системы, характеристика объекта автоматизации, основные принимаемые технические решения по структуре системы, порядка взаимодействия с другими системами, установленными на ПС 220 кВ, с АСУ ТП подстанции. Должен быть приведен состав технического обеспечения и его размещения на объекте модернизации. На электрической принципиальной схеме ПС 220 кВ указываются места расположения существующих точек учета и измерения электроэнергии в ОРУ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ, КРУ 10 кВ и РУ 0,4 кВ на трансформаторах собственных нужд ТСН1 и ТСН2.

Должен быть приведен состав оборудования вычислительного комплекса и мест его размещения на ПС 220 кВ: помещения ОПУ, АСУ ТП и панелей РЗ.

В описании функционирования системы должна быть приведена функциональная структура системы, состав информации, способы ее организации, виды машинных носителей, входные и выходные документы. Должна быть приведена организация информационного обмена с внешними системами, определено, что является входной информацией и выходной информацией системы.

Обязательным разделом должно являться состав технических и программных средств. В системы должны быть системное ПО и прикладное ПО. В качестве системного ПО используется операционная система Windows. В качестве прикладного ПО используются программное обеспечение для электросчетчиков, а также программное обеспечение для подключения внешнего инженерного пульта к УСПД.

В оценке проектной надежности разрабатываемой системы должны быть приведены:

- методика расчета и расчет показателей надежности системы в целом и ее отдельных составляющих;
- программа обеспечения надежности системы на всех этапах жизненного цикла: проектирования, монтажа, стадии опытной эксплуатации, стадии промышленной эксплуатации, а также возможности организации и проведения технического обслуживания системы.

В эксплуатационной документации должны содержаться все технологические операции по подготовке отдельных блоков и системы в целом к работе, руководство по обслуживанию системы. Также должны быть установлены все потребители системы как объекте модернизации, так и в Группе «Россети», приведены все должностные инструкции персонала, обслуживающего систему, действия персонала при разных режимах работы системы.

Для безаварийной эксплуатации системы должно быть разработано руководство пользователя системы.

Важным элементом в эксплуатационной документации системы является раздел организации работ на период модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ. На рисунке 11 приведена организация АИИС КУЭ на время выполнения переключений. В новом здании ОПУ устанавливают четыре шкафа размещения счетчиков (ШС-1, ШС-2, ШС-3 и ШС-4) для присоединений на напряжения 220 кВ и 110 кВ, а также счетчики на 0,4 кВ для ТСН1 и ТСН2.

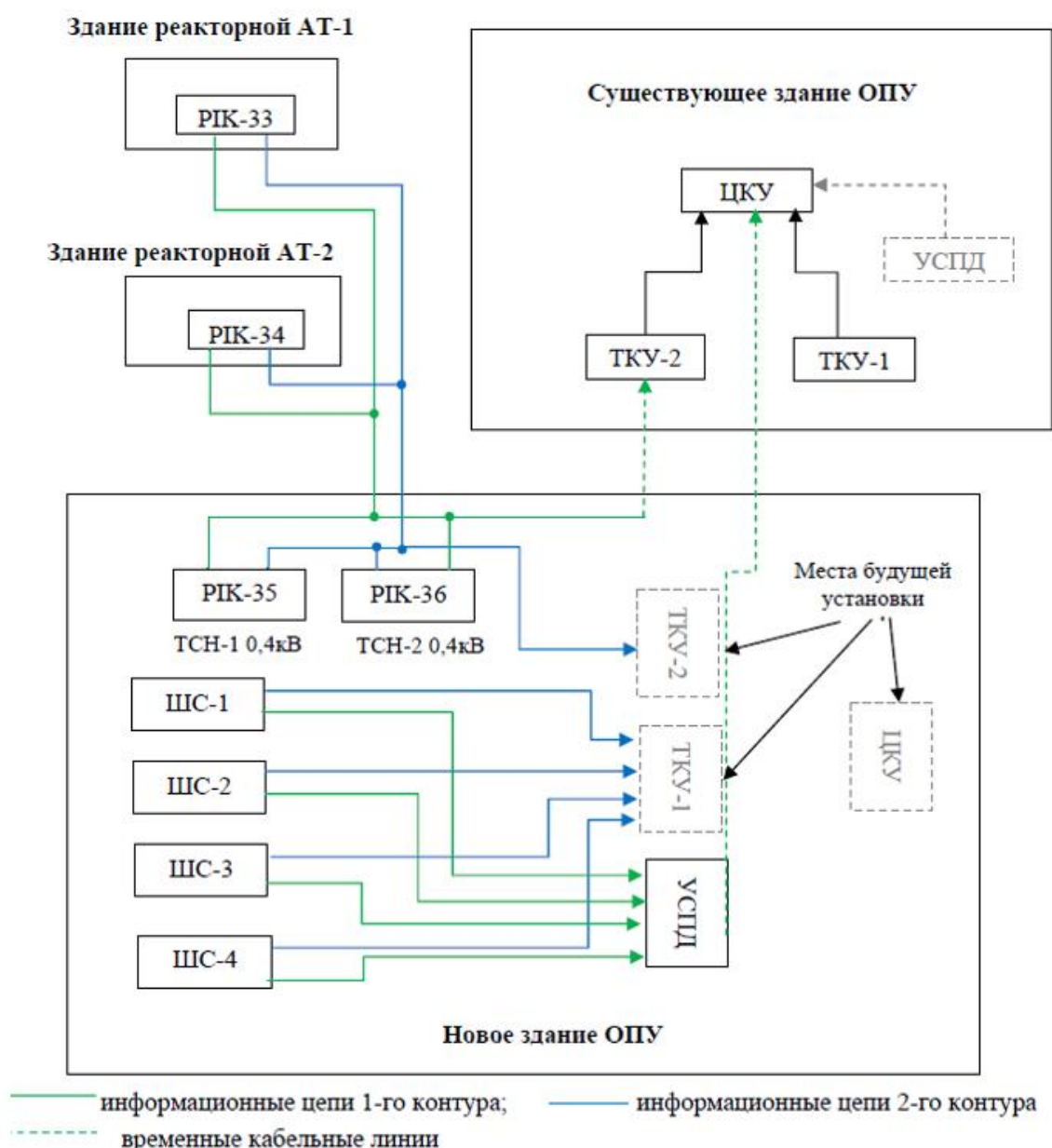


Рисунок 11 – Организация АИИС КУЭ на ПС 220 кВ на время выполнения переключений

В новых зданиях реакторной АТ1 и АТ2 в ячейках КРУ 10 кВ размещаются счетчики на собственные нужды для ТСН1 и ТСН2. Все четыре счетчика ТСН1 и ТСН2 объединяются в две линии (канала) RS-485. Первый канал временно подключается к существующему шкафу ТКУ-1 (информационные цепи первого контура показаны на рисунке 6 синим цветом), второй - к существующему шкафу ТКУ-2 (информационные цепи первого контура показаны на рисунке 6 зеленым цветом).

Существующий шкаф УСПД переносится в новое здание ОПУ в помещение панелей РЗ и снова подключается по временной кабельной линии к шкафу ЦКУ.

Четыре информационных канала (первые информационные контуры) RS-485 от счетчиков в шкафах подключаются непосредственно к УСПД. При необходимости производится перенастройка УСПД, шлюзов Е-422 и другого существующего оборудования АИИС КУЭ.

После завершения переключений всех линий 220/110кВ, шкаф УСПД отключается и переносится в помещение АРМ, панелей РЗ, АСУ ТП и АИИС КУЭ. На его место устанавливается шкаф ТКУ-1. Переносятся в новое здание ОПУ шкафы ТКУ-2, ЦКУ, АРМ.

Первый и второй информационные каналы, резервное питание счетчиков СН подключаются к ТКУ-2. Первый (отключенный от УСПД) и второй информационные каналы, резервное питание счетчиков 220/110 кВ в шкафах подключаются к ТКУ-1. Восстанавливаются связи между шкафами ТКУ-1, ТКУ-2, УСПД, ЦКУ.

3.2 Определение структуры и состава внедряемой АИИС КУЭ

3.2.1 Структура внедряемой системы

Структура внедряемой на ПС 220 кВ системы организации учета состоит из трех уровней и приведена на рисунке 12.

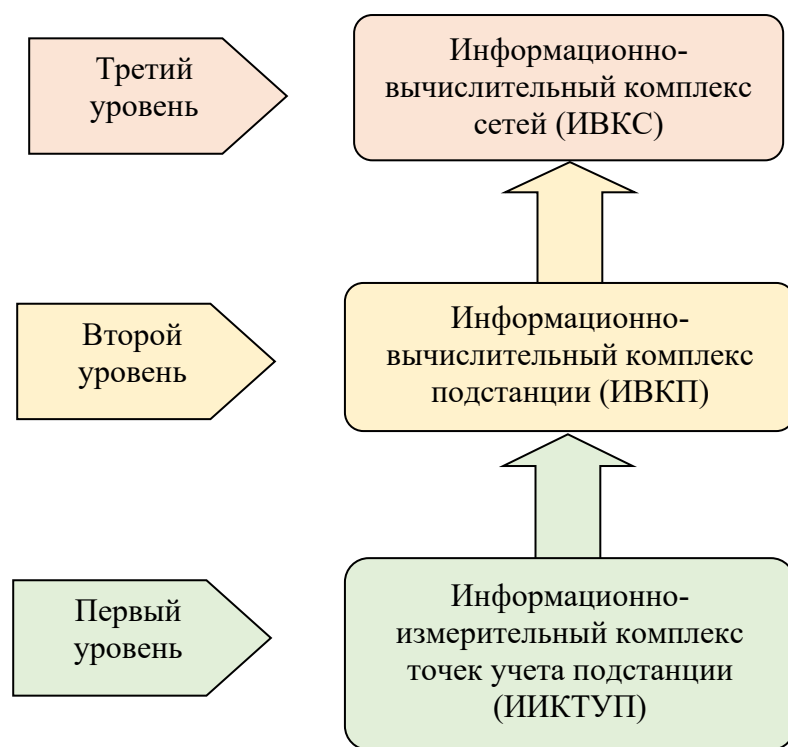


Рисунок 12 – Структура внедряемой на ПС 220 кВ системы учета

Первый уровень – «измерительно-информационный комплекс точек учета подстанции (ИИКТУП)» включает в себя интеллектуальные счетчики электроэнергии, измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи. ИИКТУП выполняет измерения параметров электропотребления в точке учета, регистрацию событий, их хранение в памяти интеллектуального счетчика и выдачи информации в цифровом виде посредством каналов связи на второй уровень.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает в себя УСПД, обеспечивающего сбор информации с первого уровня, и каналобразующее оборудование связи для передачи собранной информации на третий уровень.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс подстанции (ИВКП) сетей обеспечивает автоматический сбор и хранение результатов измерений, диагностику состояния, подготовку отчетов, а также импорт-экспорт данных и включает технические средства приема-передачи

данных (каналообразующая аппаратура), рабочее место системного инженера и рабочую станцию, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), системное и специализированное ПО, серверы системы, технические средства для организации локальной вычислительной сети и средства информационной безопасности» [29].

Состав технического оборудования и соответствующего ПО внедряемой системы приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Состав оборудования первого, второго и третьего уровней АИИС КУЭ ПС 220 кВ

Уровень	Техническое оборудование		ПО	
	Состав	Тип	Состав	Тип
Первый	Интеллектуальные счетчики	ZMD402CT	Специализированное ПО для программирования и конфигурации интеллектуальных счетчиков	MAP110 MAP120
Второй	УСПД	TK16L.31	Программа конфигурации, программа для подключения внешнего инженерного пульта к УСПД	TK16L/E-422 ZOC/Pro 4.15
	Технологические коммутационные устройства	Шлюз E-422 для опроса счетчиков по четырем интерфейсам RS-485, Ethernet-коммутатор EDS-405A- MM-SC, преобразователь Ethernet в беспроводной канал связи (модуль Wi-Fi) AWK-1100	Программа конфигурации	TK16L/E-422
	Центральное коммутационное устройство	Сервер БД ПС, сетевой коммутатор EDS-408A,	Специализированное ПО	CODESYS V3

Продолжение таблицы 7

Уровень	Техническое оборудование		ПО	
	Состав	Тип	Состав	Тип
Второй	Центральное коммутационное устройство	Ethernet-коммутатор EDS-405A- MM-SC, центральная точка связи Wi-Fi AWK-1100	Специализированное ПО	CODESYS V3
	Каналообразующая аппаратура	Спутниковый модем Sky Edge Pro, модем сотовой связи стандарта GSM TELEOFIS RX108-L4	Интернет протокол	Native Voice
Третий	АРМ ПС	Процессор Intel Core i3; 4 ядра, частота процессора 3.6 ГГц (4,3 ГГц, в режиме Turbo); оперативная память DIMM, DDR4 8192; видеокарта Intel UHD Graphics 630; SSD: 480Гб, DVD-RW; колонки, клавиатура, мышь	Операционная среда офисный пакет специализированное ПО антивирусное ПО	Windows 10 Pro OpenOffice NET Framework Microsoft Defender
	СОЕВ	РСТВ-01, радиостанция РБУ/РТЗ	Протоколы	RS-232-2, RS-422/485-2, Ethernet-1

В таблице 7 представлено как измерительное оборудование, так и ПО на всех уровнях измерительной системы.

3.2.2 Состав технического оборудования на всех уровнях внедряемой системы

Интеллектуальные трехфазные счетчики ZMD402CT серии Dialog ZMD производства компании Landis Gyr AG [17] предназначены для замера активной и реактивной энергии, имеют коммуникационный интерфейс,

интегрирующий CS-, RS-232 и RS-485, класс точности 0,2S по РД 34.11.114-98 [38] для активной энергии.

УСПД работает под управлением специализированного промышленного программируемого контролера ТК16L.31 с сенсорным экраном, который входит в состав основного блока. Промконтроллер ТК16L.31 поддерживает устанавливаемые типы интеллектуальных счетчиков типа ZMD и для физической реализации канальной связи поддерживает интерфейсы RS-232 – 2, RS-485 – 4, порт USB Ethernet – 2. Современные промконтроллеры «реализуют не только функции измерения и обработки информации, управление нагрузками или конфигурацией сети, а имеющие также собственные возможности использования каналов связи для обмена информацией с системой верхнего уровня» [50].

Промконтроллер ТК16L.31 обеспечивает на ПС 220 кВ:

- «контроль состояния ПС 220 кВ при съеме сигналов дискретных и аналоговых датчиков;
- управление ПС 220 кВ посредством подачи сигналов телеуправления на исполнительные механизмы;
- хранение собранных данных, передача данных на верхний уровень;
- регистрация и хранение информации о событиях в журнале устройства;
- обмен данными с другими интеллектуальными устройствами, в том числе, контроллерами, терминальными модулями, расширителями сигналов, счетчиками электроэнергии, станциями управления и пр.
- взаимодействие с диспетчерскими пунктами;
- взаимодействие с АРМ ПС» [45].

Структурная схема УСПД приведена на рисунке 13.

Инженерный пульт управления имеет индикатор и клавиатура для ввода информации УСПД.

«Доступ к данным УСПД можно получить с любого компьютера сети Internet Intranet через WEB-интерфейс. При этом обеспечивается защищенный авторизованный доступ к данным. Работая в WEB-интерфейсе, можно,

например, рассчитать учетные показатели по оперативным данным, хранящимся в памяти УСПД. Поддерживаются стандартные протоколы такие как МЭК 101/104, Modbus, OPC и т.д.» [22]. На ПС 220 кВ передает информацию по каналам связи Ethernet, GSM [28].



Рисунок 13 – Структурная схема УСПД

Технологические коммутационные устройства служат для:

- сбора данных с интеллектуальных счетчиков ZMD;
- обеспечения интеллектуальных счетчиков ZMD бесперебойным и резервным питанием;
- обеспечения поддержки единого времени во всех устройствах узла учета;
- хранение данных измерений не менее 45 суток.
- передачи информации в УСПД.

Центральное коммутационное устройство предназначено для интеграции данных, собранных со шкафов ТКУ, УСПД. В шкафу ЦКУ установлены компьютер, источник бесперебойного питания, сетевой

концентратор (HUB), центральная точка опроса Wi-Fi, медиаконвертеры Fiber-Ethernet, и пр. На компьютере установлен АРМ для локальной диагностики, контроля и мониторинга системы. 2 Данные из центров учета передаются по основному каналу связи ВОЛС на медиаконвертеры ЦКУ. При сбоях связи по основному каналу, передача информации выполняется по резервному каналу связи Wi-Fi» [22].

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) «формируется на верхнем уровне и выполняет функцию измерения времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не более $\pm 5,0$ с/сут. В СОЕВ входят все средства измерений времени, используемые при синхронизации времени (электрические счетчики, УСПД, приемники сигнала точного времени), а также учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними. СОЕВ «привязана» к единому календарному времени, соответствующего тому часовому поясу, в котором находится АСКУЭ» [40].

3.2.3 Состав ПО на всех уровнях внедряемой системы

Программа MAP120 предназначена для выполнения необходимых операций по редактированию и загрузке параметров конфигурации интеллектуальных счетчиков типа ZMD. MAP120 выполняет следующие функции:

- создание и редактирование описания конфигурации счетчика;
- считывание со счетчика и запись параметров конфигурации;
- сохранение и распечатка файла конфигурации счетчика;
- сравнение параметров конфигурации двух счетчиков.

Программа MAP110 предназначена для неавтоматизированного считывания данных интеллектуальных счетчиков типа ZMD и переноса в систему АИИС КУЭ. MAP110 выполняет следующие функции:

- считывание со счетчиков данных об энергопотреблении, диагностической информации, профилей нагрузки;

- передача данных на верхние уровни АИИС КУЭ;
- построение векторных диаграмм;
- установка времени;
- тестирование и настройка коммуникационных каналов;
- настройка системы безопасности.

Программа конфигурации ТК16L/E-422 предназначено для установки параметров конфигурации устройств типа ТК16L/E-422. В программе конфигурации можно также выполнить обновление базового ПО промконтроллера ТК16L.31.

АРМ ПС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированная обработка данных из шлюза или УСПД показаний интеллектуальных счетчиков типа ZMD почасовых значений;
- хранение собранных данных коммерческого учета от интеллектуальных счетчиков типа ZMD ПС с ведением архивов с глубиной не менее 1 года;
- передача интегральных данных по запросу на более высокий уровень в Центр сбора и обработки данных Группы «Россети»;
- ручной ввод данных от интегральных приборов учета;
- анализ полноты и первичная достоверизация собранных данных;
- расчет балансов по ПС 220 кВ;
- отображение подключения интеллектуальных счетчиков типа ZMD;
- вывод отчетных форм;
- контроль работоспособности системы и диагностика элементов системы (ТКУ, ЦКУ).

Выводы по разделу. Выполнен выбор алгоритма модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ, прописаны основные этапы модернизации. Определена структура внедряемой на ПС 220 кВ АИИС КУЭ, а также состав технического оборудования и ПО каждого уровня внедряемой системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ.

4 Технические характеристики элементной базы всех уровней внедряемой АИИС КУЭ на рассматриваемом объекте модернизации

4.1 Технические характеристики элементной базы первого уровня

В главе 3 определено, что в состав первого уровня системы – измерительно-информационного комплекса точек учета подстанции (ИИКТУП) входят интеллектуальные счетчики электроэнергии, измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи. Технические характеристики оборудования ИИКТУП ПС 220 кВ приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики оборудования ИИКТУП ПС 220 кВ

Место установки	Оборудование ИИКТУП	Тип	Характеристики	Рекомендуется к установке, штук
ОРУ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ, КРУ 10 кВ	Интеллектуальный счетчик электрической энергии двухнаправленный трансформаторного включения	ZMD402CT	$I_{ном2} = 1 \text{ A};$ $U_{ном2} = 100 \text{ В},$ класс точности 0,2s	36
	Интеллектуальный счетчик электрической энергии двухнаправленный непосредственного включения	ZMD402CT	$I_{ном2} = 5 \text{ A};$ $U_{ном2} = 220 \text{ В},$ класс точности 0,2s	4
ОРУ 220 кВ	Измерительный трансформатор тока в (выключатели на ВВЛЭ 220 кВ)	ТВГ-220	$I_{ном} = 1000 \text{ A},$ $I_{ном2} = 1 \text{ A},$ класс точности 0,2s	5
	Измерительный трансформатор тока в (выключатели АТ1 и АТ2)	ТВГ-220	$I_{ном} = 2000 \text{ A},$ $I_{ном2} = 1 \text{ A},$ класс точности 0,2s	2
	Измерительный трансформатор тока в (секционный выключатель)	ТВГ-220	$I_{ном} = 1500 \text{ A},$ $I_{ном2} = 1 \text{ A},$ класс точности 0,2s	1

Продолжение таблицы 8

Место установки	Оборудование ИИКТУП	Тип	Характеристики	Рекомендуется к установке, штук
ОРУ 220 кВ	Измерительный трансформатор напряжения (I и II секциях сборных шин)	НКДМ-220	$U_{ном2} = 100$ В, класс точности 0,2	2
КРУЭ 110 кВ	Измерительный трансформатор тока в (выключатели на ВВЛЭ 110 кВ)	ЯГТ-110	$I_{ном} = 1000$ А, $I_{ном} = 600$ А, $I_{ном} = 400$ А, $I_{ном2} = 1$ А, класс точности 0,2s	18
	Измерительный трансформатор тока в (выключатели АТ1 и АТ2)	ЯГТ-110	$I_{ном} = 1500$ А, $I_{ном2} = 1$ А, класс точности 0,2s	6
	Измерительный трансформатор напряжения (шины I, II, III и IV секциях сборных шин)	ЯГТ-110	$U_{ном2} = 100$ В, класс точности 0,2	4
КРУ 10 кВ	Измерительный трансформатор тока (выключатели АТ1 и АТ2)	ТОЛ-СЭЩ-10	$I_{ном} = 1000$ А, $I_{ном2} = 5$ А, класс точности 0,5s	2
	Измерительный трансформатор напряжения (вводы АТ1 и АТ2)	ЗНОЛ-СЭЩ-10	$U_{ном2} = 100$ В, класс точности 0,5	2
	Измерительный трансформатор тока (вводы ТСН1 и ТСН2)	ТОЛ-СЭЩ-10	$I_{ном} = 1000$ А, $I_{ном2} = 1$ А, класс точности 0,5s	2
КРУ 0,4 кВ	Измерительный трансформатор тока (вводы ТСН1 и ТСН2)	ТШП-Э-100	$I_{ном} = 1000$ А, $I_{ном2} = 5$ А, класс точности 0,5s	2

Установленные в системе учета интеллектуальные счетчики электрической энергии предназначены для учета активной, реактивной электрической энергии и мощности, а также для передачи измеренных и вычисленных данных на диспетчерский пункт ПС 220 кВ. Интеллектуальные счетчики электрической энергии обеспечивают:

- подключение по цифровым интерфейсам RS-485 и RS-232;

- подключение резервного питания и автоматического переключения на резервное питание при исчезновении основного питания;
- оснащение «встроенными энергонезависимыми часами с внешней автоматической синхронизацией в составе обеспечения единого времени в системе» [6];
- «ведение журнала событий (фиксируют перерывы питания, попытки несанкционированного доступа, количество и времени связей, приведших к каким-либо изменениям данным)» [14];
- «защиту от несанкционированного доступа к измеряемым данным, а также перепрограммирования на программном и физическом уровнях» [7];
- проведение автоматической самодиагностики.

Метрологические характеристики интеллектуальных счетчики электрической энергии приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Метрологические характеристики интеллектуальных счетчиков электрической энергии, устанавливаемых на ПС 220 кВ

Параметр	Место установки		
	ОРУ 220 кВ	КРУЭ 110 кВ	КРУ 10 кВ
Класс точности	0,2s	0,2s	0,2s
Средняя наработка на отказ, часов	70000	70000	70000
Точность хода, с/сутки	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
Межповерочный интервал, лет	8	8	8

Выполненная проверка устанавливаемых измерительных трансформаторов тока и напряжения в ОРУ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ, КРУ 10 кВ установила, что все трансформаторы тока и напряжения соответствуют требованиям ПУЭ [34] по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению. «Классы точности измерительных трансформаторов тока 0,2s, 0,5s» [12]; «классы точности измерительных трансформаторов напряжения 0,2 и 0,5» [11].

4.2 Технические характеристики элементной базы второго уровня

В главе 3 определено, что в состав второго уровня системы – информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ) входят:

- технологические коммутационные устройства ТКУ-1 и ТКУ-2, предназначенные для автоматического сбора, диагностики и автоматизированной обработки данных со счетчиков ИИКТУП;
- промконтроллер ТК16L.31, предназначенный для автоматического сбора и обработки данных со шкафов ТКУ-1 и ТКУ-2, а также обеспечения информационного взаимодействия с ИВКП других подстанций Группы «Россети».

Технические характеристики оборудования ИВКЭ ПС 220 кВ приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики оборудования ИВКЭ ПС 220 кВ

Оборудование ИВКЭ	Тип	Рекомендуется к установке, штук
Шкаф ТКУ-1, ТКУ-2	Шлюз E-422	2
	Универсальный промышленный адаптер беспроводного Ethernet AWK-3121 с механизмом безопасности WEP, WPA, WPA2	1
	Промышленный управляемый Ethernet-коммутатор EDS-510E-3GTXSFP	1
	Оптический кросс	1
	Модуль грозозащиты ExPro DI-485	8
	Блок питания Моха DR-4524	1
	Блок питания импульсный DR-120-12	1
	Источник бесперебойного питания Powercom WoW700U	1
УСПД	Промконтроллер ТК16L.31 с сенсорным экраном	1
Шкаф ЦКУ	Промышленный компьютер P1127E-500-US wPCI	1
	Источник бесперебойного питания Smart UPS SC 450	1
	Промышленный управляемый Ethernet-коммутатор EDS-408A (восьмипортовый)	1

Продолжение таблицы 10

Оборудование ИВКЭ	Тип	Рекомендуется к установке, штук
Шкаф ЦКУ	Промышленный управляемый Ethernet-коммутатор EDS-510E-3GTXSFP (десятипортовый)	1
	Блок питания устройств Моха DR-4524	1
	Оптический кросс	1
	Устройство синхронизации времени PCTB-01	1
	Модем сотовой связи стандарта GSM TELEOFIS RX108-L4 с интерфейсом RS-485	1
	Универсальный промышленный адаптер беспроводного Ethernet AWK-3121 с механизмом безопасности WEP, WPA, WPA2	1
	Спутниковый радиомодем Sky Edge Pro,	1

На рисунке 14 приведена структурная схема шкафа ТКУ-1 ПС 220 кВ, расположенного в помещении релейных панелей здания ОПУ.

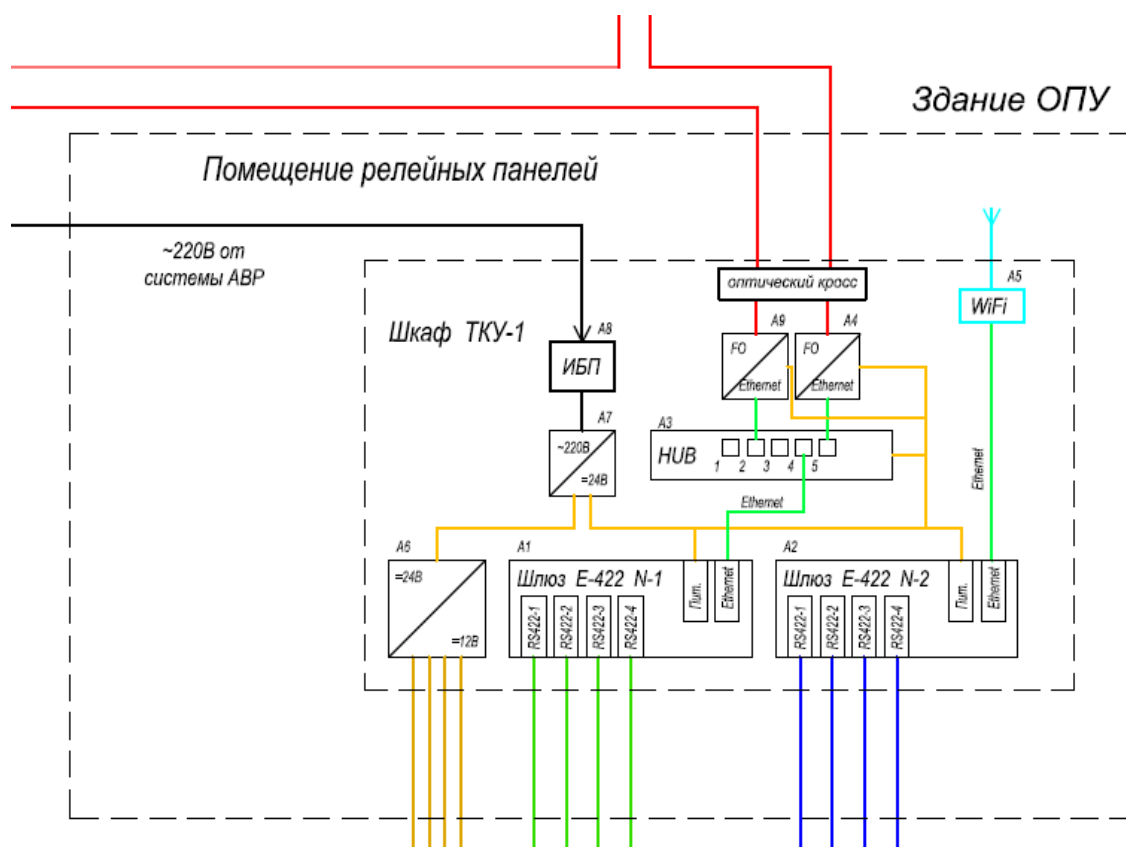


Рисунок 14 – Структурная схема шкафа ТКУ-1 ПС 220 кВ

На рисунке 14 обозначены:

- красным цветом оптические кроссы связи А9 и А4;
- зеленым и синим цветом информационные цепи 1-го (от шлюза Е-422 №1, А1) и 2-го (от шлюза Е-422 №2, А2) контура системы учета;
- оранжевым цветом резервное питание 12 В интеллектуальных счетчиков от источника бесперебойного питания А8 через преобразователь переменного напряжения А7 220В в 12В;
- промышленный Ethernet-коммутатор А3, который объединяет компьютеры и сервер модернизируемой системы учета по сети Ethernet и сеть Wi-Fi (А5).

Основным назначением технологических коммуникационных устройств ТКУ-1 и ТКУ-2 ПС 220 кВ является:

- сбор данных с интеллектуальных счетчиков электроэнергии;
- обеспечение интеллектуальных счетчиков электроэнергии бесперебойным и резервным питанием;
- обеспечение поддержки единого времени во всех узлах учета системы на ПС 220 кВ;
- передача информации в УСПД и промышленный компьютер.

Основное назначение УСПД приведено в главе 3. УСПД поставляется со встроенным программным обеспечением для конфигурирования, диагностики и обеспечения дополнительных сервисных функций.

Основным назначением центрального коммутационного устройства ЦКУ ПС 220 кВ является:

- прием информации от ТКУ-1 и ТКУ-2 по основным и резервным каналам связи;
- передача информации на ИВКП ПС 220 кВ;
- долговременное хранение информации, полученной с ТКУ-1 и ТКУ-2;
- защита измерительной информации и метрологических характеристик интеллектуальных счетчиков электроэнергии от несанкционированного доступа и изменения [6];

- опрос интеллектуальных счетчиков электроэнергии по команде, поступающей с ИВКП ПС 220 кВ;
- обеспечение бесперебойной работы в случае отказов основных каналов связи и перепадов напряжения.

4.3 Технические характеристики элементной базы третьего уровня, ПО системы в целом

В главе 3 определено, что в состав третьего уровня системы входят АРМ ПС и СОЕВ. Технические характеристики оборудования третьего уровня системы ПС 220 кВ приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики оборудования третьего уровня системы ПС 220 кВ

Оборудование 3-го уровня	Состав	Рекомендуется к установке, штук
АРМ ПС	Процессор, монитор, клавиатура, «мышь», принтер, колонки, ПО	1
Переносной инженерный пульт	notebook	1
Оптический преобразователь для считывания данных с интеллектуальных счетчиков с переходным кабелем RS-232/USB	АЕІ	1

Для доступа к встроенному программному обеспечению УСПД используется внешний инженерный пульт. Внешний инженерный пульт – это портативный (ноутбук) или персональный компьютер с установленным программным обеспечением, который при подключении к УСПД позволяет пользователю выполнять следующие функции:

- конфигурирование УСПД;
- просмотр архивов УСПД;
- обновление версии встроенного программного обеспечения УСПД;
- восстановление начальной или рабочей конфигурации УСПД;

- получение с УСПД файлов служебных архивов, рабочей конфигурации УСПД, печати конфигурации и т.д.;
- «сквозной канал УСПД» – работа с «родным» программным обеспечением (от производителя) с внешними устройствами, подключенными к УСПД по цифровым линиям связи.

Внешний инженерный пульт подключается к любому из последовательных интерфейсов RS-232 УСПД по следующим линиям связи:

- нуль-модемный кабель RS232 - RS232;
- выделенные телефонные линии;
- коммутируемые линии связи;
- сотовая связь.

Комплектность по рекомендуемому ПО для системы учета в целом ПС 220 кВ приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Предусмотренная комплектность ПО для разрабатываемой системы учета ПС 220 кВ

Тип ПО	Характеристика	Рекомендуется к установке, штук
Офисное ПО	Windows 10 Pro; OpenOffice	1
Антивирусное ПО	Microsoft Defender	1
ПО для конфигурации электронных счетчиков	MAP120	1
ПО для считывания данных электронных счетчиков	MAP110	1
ПО для работы с УСПД	TK16L/E-422 ZOC/Pro 4.15	1
ПО для внешнего инженерного пульта	ZOC/Pro6.27; FileZilla version 2.1.9; WinSCPversion 4.3.7 (Build 1679); Serial to Ethernet Connector 5.0 by Eltima Software	1

Клиентские программы внешнего инженерного пульта предназначены для копирования информации с УСПД на notebook.

Сведем основные технические данные рекомендуемой к внедрению системы учета электроэнергии на объекте модернизации – узловой ПС 220 кВ в таблицу 13.

Таблица 13 – Основные технические данные рекомендуемой к внедрению системы учета электроэнергии на объекте модернизации

Характеристики системы	Рекомендуемые значения
Пределы относительных погрешностей измерения электрической энергии в системе при $\cos\varphi = 0,8$ при $5\% < I/I_{\text{ном}} \leq 20\%$	2,9
Пределы относительных погрешностей измерения электрической энергии в системе при $\cos\varphi = 0,8$ при $20\% < I/I_{\text{ном}} \leq 120\%$	1,7
Пределы относительных погрешностей измерения электрической энергии в системе при $\cos\varphi = 0,5$ при $5\% < I/I_{\text{ном}} \leq 20\%$	5,5
Пределы относительных погрешностей измерения электрической энергии в системе при $\cos\varphi = 0,5$ при $20\% < I/I_{\text{ном}} \leq 120\%$	3,0
Предел допускаемой погрешности по времени	± 5
Средняя наработка на отказ, час.	35000
Установленный срок службы системы, лет	≤ 20
Автоматический сбор с интеллектуальных счетчиков электроэнергии значений электроэнергии, графиков нагрузки, режимных параметров (для коммерческих счетчиков) и журнала событий с интервалом, мин.	3, 30 или по запросу
Хранение графиков нагрузки, режимных параметров ПС, журнала событий, лет	4
Предоставление пользователем и эксплуатационному персоналу регламентированной информации	По запросу

Технические характеристики внедряемой системы также зависят от внешних климатических факторов по требованиям ГОСТ 15150-69 [10], таких как: температура и влажность окружающего воздуха, атмосферное давление.

4.4 Обеспечение методики проведения измерений на ПС 220 кВ

В соответствии с ГОСТ 8.010-2013 [7] и ФЗ «Об обеспечении единства измерений» [24] при внедрении или модернизации системы учета

электроэнергии на любом техническом объекте должна быть разработана методика проведения измерений.

На реконструируемой ПС 220 кВ в системе учета электроэнергии ведутся измерения электроэнергии и мощности с интеллектуальными счетчиками электроэнергии.

Методика проведения измерений на ПС 220 кВ, входящей в состав Группы «Россети» разрабатывается также на основании ПУЭ [34], РД 34.11.321-96 [36] и РД 34.09.101-94 [37].

В методике устанавливаются требования к квалификации обслуживающего персонала, требования к погрешности измерений (пределы относительных погрешностей измерения электрической энергии в системе на ПС 220 кВ приведены в таблице 13), требования к средствам измерений (метрологические характеристики интеллектуальных счетчиков электрической энергии, устанавливаемых на ПС 220 кВ, приведены в таблице 9), правила ведения и регистрации измерений, правил ведения журнала событий, обработки результатов измерений, а также оформления и хранения результатов измерения в специализированной базе [39]. Также обязательным разделом является обеспечение безопасности передачи и хранения результатов измерений.

Выводы по разделу. Приведены технические характеристики элементной базы всех трех уровней внедряемой системы учета на ПС 220 кВ. также приведено рекомендуемое к установке ПО. Рекомендуемая к внедрению система учета электроэнергии на ПС 220 кВ относится к категории УХЛ 3.1 по климатическому исполнению. Также в разделе рассмотрены вопросы обеспечения методики проведения измерений на ПС 220 кВ в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

5 Разработка программы обеспечения надежности на всех этапах модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ

5.1 Расчет надежности на всех этапах модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ

В четвертом разделе показано, что средний срок службы принятой при модернизации системы учета электроэнергии при реконструкции ПС 220 кВ должен составлять не менее 20 лет. Поэтому необходима разработка программы обеспечения надежности всех уровней и системы учета в целом, чтобы обеспечить требуемый срок эксплуатации системы.

Для расчета надежности любой технической системы необходимо ориентироваться на ГОСТ Р 27.102-2021 [5]. Для разработки программы обеспечения надежности системы необходимо выработать требования к надежности системы, т.е. определить какой должен быть уровень надежности отдельных элементов, модулей системы и системы в целом для того, чтобы система в полной мере обеспечивала свое функционирование.

Для определения уровня надежности отдельных элементов и модулей системы и системы в целом необходимо рассчитать показатели надежности всех элементов, модулей и всей системы учета электроэнергии ПС 220 кВ.

Одним из важнейших показателей надежности, характеризующим безотказность функционирования системы, является интенсивность отказов системы $\lambda(t)$, которая определяется через время безотказной работы системы $P(t)$ по выражению:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)}, \quad (7)$$

где $f(t)$ – плотность распределения наработки до отказа системы.

Для расчета интенсивности отказов системы воспользуемся моделью последовательного соединения отдельных модулей системы на всех уровнях. Структура и взаимосвязь отдельных модулей первого уровня системы ПС 220 кВ для расчета надежности приведена на рисунке 15.



Рисунок 15 – Структура и взаимосвязь отдельных модулей первого уровня системы ПС 220 кВ для расчета надежности

Отдельными модулями системы первого уровня на рисунке 15 являются:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ), устанавливаемые в ОРУ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ, КРУ 10 кВ и КРУ 0,4 кВ;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН), устанавливаемые в ОРУ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ, КРУ 10 кВ;
- интеллектуальные счетчики электрической энергии (Wh), устанавливаемые во всех распределительных устройствах.

При расчете интенсивности отказов отдельных модулей первого уровня системы считаем, что связь между ними последовательная, в этом случае результирующая интенсивность отказов первого уровня системы ПС 220 кВ определится по формуле [44]:

$$\lambda_{C1} = \lambda_{ТТ} + \lambda_{ТН} + \lambda_{Wh}, \quad (8)$$

где $\lambda_{ТТ}$ – интенсивность отказов модуля, состоящего из трансформаторов тока ОРУ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ, КРУ 10 кВ, КРУ 0,4 кВ;

$\lambda_{ТН}$ – интенсивность отказов модуля, состоящего из трансформаторов напряжения ОРУ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ, КРУ 10 кВ;

λ_{Wh} – интенсивность отказов модуля, состоящих из интеллектуальных счетчиков электрической энергии.

Также для определения интенсивности отказов каждого отдельного модуля считаем, что внутри все элементы соединены последовательно. Из этого предположения для модуля трансформаторов тока можем записать:

$$\lambda_{TT} = \lambda_{TT1} + \dots + \lambda_{TTi} + \dots + \lambda_{TTn}, \quad (9)$$

где λ_{TTi} – интенсивность отказа i -го трансформатора тока; n – количество измерительных трансформаторов тока в системе.

Для модуля трансформаторов напряжения можем записать:

$$\lambda_{TN} = \lambda_{TN1} + \dots + \lambda_{TNi} + \dots + \lambda_{TNm}, \quad (10)$$

где λ_{TNi} – интенсивность отказа i -го трансформатора напряжения; m – количество измерительных трансформаторов напряжения в системе.

Для модуля интеллектуальных счетчиков электрической энергии можем записать:

$$\lambda_{Wh} = \lambda_{Wh1} + \dots + \lambda_{Whi} + \dots + \lambda_{Whk}, \quad (11)$$

где λ_{Whi} – интенсивность отказа i -го интеллектуального счетчика электрической энергии; k – количество интеллектуальных счетчиков электрической энергии в системе.

В системе на первом уровне установлено:

- в ОРУ 220 кВ семь трансформаторов тока;
- в КРУЭ 110 кВ восемнадцать трансформаторов тока;
- в КРУ 10 кВ четыре трансформатора тока;

- в КРУ 0,4 кВ два трансформатора тока.

Всего на первом измерительном уровне в системе установлено $n = 31$ измерительный трансформатор тока. Интенсивность отказов всех трансформаторов тока системы задана одинаковой, т.е. в расчетах принимаем $\lambda_{\text{ТТ}i} = \text{const}$. В этом случае результирующая интенсивность отказов для модуля измерительные трансформаторы тока составит:

$$\lambda_{\text{ТТ}} = n \cdot \lambda_{\text{ТТ}i}. \quad (12)$$

Задано $\lambda_{\text{ТТ}i} = 0,25 \cdot 10^{-6}$ 1/час. Тогда по формуле (12) определяем результирующую интенсивность отказов для модуля измерительные трансформаторы тока:

$$\lambda_{\text{ТТ}} = 31 \cdot 0,25 \cdot 10^{-6} = 7,75 \cdot 10^{-6} \text{ 1/час.}$$

Также в системе на первом уровне установлено:

- в ОРУ 220 кВ два трансформатора напряжения;
- в КРУЭ 110 кВ четыре трансформатора напряжения;
- в КРУ 10 кВ два трансформатора напряжения.

Всего на первом измерительном уровне в системе установлено $m = 10$ измерительных трансформаторов напряжения. Интенсивность отказов всех трансформаторов напряжения системы задана одинаковой, т.е. в расчетах принимаем $\lambda_{\text{ТН}i} = \text{const}$. В этом случае результирующая интенсивность отказов для модуля измерительные трансформаторы напряжения составит:

$$\lambda_{\text{ТН}} = m \cdot \lambda_{\text{ТН}i}. \quad (13)$$

Задано $\lambda_{\text{ТН}i} = 0,25 \cdot 10^{-6}$ 1/час. Тогда по формуле (13) определяем результирующую интенсивность отказов для модуля измерительные трансформаторы напряжения:

$$\lambda_{TH} = 10 \cdot 0,25 \cdot 10^{-6} = 2,5 \cdot 10^{-6} \text{ 1/час.}$$

Также в системе на первом уровне установлено $k = 40$ интеллектуальных счетчиков электрической энергии в ОРУ 220 кВ, КРУЭ 110 кВ, КРУ 10 кВ и КРУ 0,4 кВ. Интенсивность отказов всех интеллектуальных счетчиков электрической энергии системы задана одинаковой, т.е. в расчетах принимаем $\lambda_{whi} = const$. В этом случае результирующая интенсивность отказов для модуля интеллектуальные счетчики электрической энергии составит:

$$\lambda_{Wh} = k \cdot \lambda_{whi}. \quad (14)$$

Задано $\lambda_{whi} = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ 1/час}$. Тогда по формуле (14) определяем результирующую интенсивность отказов для модуля измерительные трансформаторы напряжения:

$$\lambda_{Wh} = 40 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6} = 572 \cdot 10^{-6} \text{ 1/час.}$$

По формуле (8) определяем результирующую интенсивность отказов первого уровня системы ПС 220 кВ:

$$\lambda_{C1} = 7,75 \cdot 10^{-6} + 2,5 \cdot 10^{-6} + 572 \cdot 10^{-6} = 582,25 \cdot 10^{-6} \text{ 1 /час.}$$

Структура и взаимосвязь отдельных модулей второго уровня системы ПС 220 кВ для расчета надежности приведена на рисунке 16.

Отдельными модулями системы второго уровня на рисунке 16 являются:

- шкафы технологических коммуникационных устройств (ТКУ-1 и ТКУ-2);
- сетевой коммутатор;
- шкаф центрального коммутационного устройства (ЦКУ);

- УСПД;
- спутниковый модем (Sky Edge Pro);
- канал связи для передачи данных (GSM).



Рисунок 16 – Структура и взаимосвязь отдельных модулей второго уровня системы ПС 220 кВ для расчета надежности

Следует отметить, что на втором уровне в системе наряду с последовательным соединением модулей ТКУ-1, ТКУ-2, ЦКУ, присутствует параллельное соединение модулей – это модули ЦКУ и УСПД; Sky Edge Pro и GSM.

При расчете интенсивности отказов отдельных модулей второго уровня системы из рисунка 16 видно, что связь между модулями как последовательная, так и параллельная. Поэтому, результирующую интенсивность отказов второго уровня системы ПС 220 кВ определяем по формуле:

$$\lambda_{C2} = \lambda_{TKU1} + \lambda_{TKU2} + \lambda_{СК} + \lambda_{ЦКУ,УСПД} + \lambda_{Sky,GSM}, \quad (15)$$

где $\lambda_{TKU1}, \lambda_{TKU2}$ – интенсивность отказов модулей ТКУ-1 и ТКУ-2;

$\lambda_{СК}$ – интенсивность отказа модуля сетевого коммутатора;

$\lambda_{ЦКУ,УСПД}$ – интенсивность отказа модуля, состоящего из параллельно соединенных модулей ЦКУ и УСПД;

$\lambda_{Sky,GSM}$ – интенсивность отказа модуля, состоящего из параллельно соединенных модулей Sky Edge Pro и GSM.

Для второго уровня системы заданы интенсивности отказов модулей:

- для ТКУ-1 $\lambda_{\text{ТКУ}1} = 28,6 \cdot 10^{-6} 1/\text{час}$;
- для ТКУ-1 $\lambda_{\text{ТКУ}1} = 28,6 \cdot 10^{-6} 1/\text{час}$;
- для ЦКУ $\lambda_{\text{ЦКУ}} = 17,1 \cdot 10^{-6} 1/\text{час}$;
- для УСПД $\lambda_{\text{УСПД}} = 28,1 \cdot 10^{-6} 1/\text{час}$;
- для параллельной связи модулей ЦКУ и УСПД $\lambda_{\text{ЦКУ,УСПД}} = 11,2 \cdot 10^{-6} 1/\text{час}$;
- для Sky Edge Pro $\lambda_{\text{Sky}} = 1,12 \cdot 10^{-6} 1/\text{час}$;
- для УСПД $\lambda_{\text{GSM}} = 2,84 \cdot 10^{-6} 1/\text{час}$;
- для параллельной связи модулей Sky Edge Pro и GSM $\lambda_{\text{Sky,GSM}} = 2,85 \cdot 10^{-6} 1/\text{час}$.

По формуле (15) определяем результирующую интенсивность отказов первого уровня системы ПС 220 кВ:

$$\lambda_{\text{с}2} = (28,6 + 28,6 + 11,2 + 2,85) \cdot 10^{-6} = 71,25 \cdot 10^{-6} 1 / \text{час}.$$

Для расчета результирующей надежности на рисунке 17 приведена структура и взаимосвязь отдельных модулей системы в целом ПС 220 кВ.

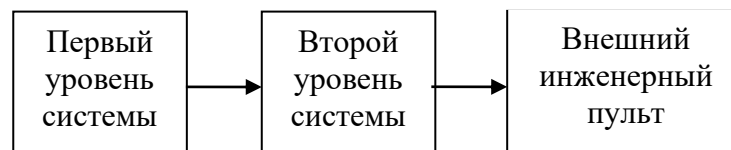


Рисунок 17 – Структура и взаимосвязь отдельных модулей системы в целом ПС 220 кВ для расчета результирующей надежности

Отдельными модулями системы в целом на рисунке 17 являются:

- первый уровень системы учета электроэнергии;
- второй уровень системы учета электроэнергии;

- третий уровень системы учета электроэнергии, который представлен внешним инженерным пультом.

При расчете интенсивности отказов отдельных модулей системы в целом считаем, что связь между ними последовательная, в этом случае результирующая интенсивность отказов для системы ПС 220 кВ определится по формуле:

$$\lambda_c = \lambda_{c1} + \lambda_{c2} + \lambda_{\Pi}, \quad (16)$$

где λ_{c1} – интенсивность отказов модуля первого уровня системы;

λ_{c2} – интенсивность отказов модуля второго уровня системы;

λ_{Π} – интенсивность отказа модуля внешнего инженерного пульта,

$\lambda_{\Pi} = 2,6 \cdot 10^{-6} \text{ 1 / час.}$

Подставим значения для λ_{c1} , λ_{c2} , λ_{Π} в формулу (16), получаем результирующую интенсивность безотказной работы устанавливаемой во время реконструкции ПС 220 кВ системы учета электроэнергии:

$$\lambda_c = 582,25 \cdot 10^{-6} + 71,25 \cdot 10^{-6} + 2,6 \cdot 10^{-6} = 656,1 \cdot 10^{-6} \text{ 1/час.}$$

Зная результирующую интенсивность безотказной работы устанавливаемой системы, определим среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = 1/\lambda_c. \quad (17)$$

Подставляя в формулу (17) полученное значение результирующей интенсивности безотказной работы устанавливаемой системы, получим:

$$T_c = \frac{1}{656,1 \cdot 10^{-6}} = 1524,2 \text{ час.}$$

Полученное значение среднего времени безотказной работы намного превышает средний срок службы системы 20 лет, т.е. все элементы системы выбраны с запасом надежности.

5.2 Определение уровня резервирования системы

Для обеспечения требуемого уровня надежности при модернизации системы организации учета электроэнергии на примере ПС 220 кВ, входящей в состав Группы «Россети», необходимо обеспечить требуемый уровень резервирования отдельных элементов. Резервирование в данном случае можно обеспечить за счет избыточности отдельных элементов. Для резервирования системы можно выбрать два варианта:

- первый вариант общего резервирования системы учета ПС 220 кВ;
- второй вариант резервирования отдельных элементов модулей системы учета ПС 220 кВ (приведен на рисунке 18, где элемент Б резервирует элемент А, элемент Г резервирует элемент В системы).

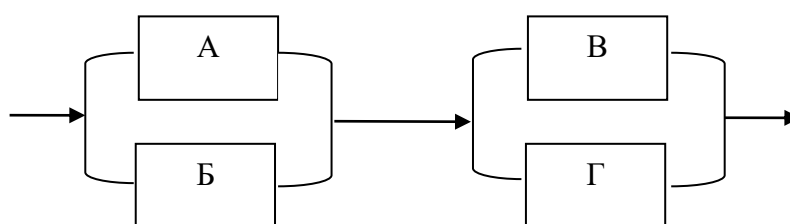


Рисунок 18 – Принятый вариант резервирования системы учета – резервирование отдельных элементов модулей системы

Так как второй вариант может быть обеспечен меньшими затратами, поэтому выбран именно этот вариант резервирования системы ПС 220 кВ.

В системе для резервирования питания ответственных элементов отдельных модулей устанавливаются источники бесперебойного питания в шкафах ТКУ типа Powercom WoW700U (рисунок 14) и в шкафе ЦКУ типа Smart UPS SC 450.

В системе предусмотрено резервирование в шкафе ЦКУ промышленного управляемого Ethernet-коммутатора EDS-510E-3GTXSFP (десятипортовый). Установлен дополнительный коммутатор EDS-408A (восьмипортовый).

В модернизируемой системе на ПС 220 кВ предусмотрен также комплект запасных частей (комплект ЗИП) для технического обслуживания и выполнения своевременных ремонтных работ при эксплуатации системы. Для расчета ЗИП необходимо определить среднее время безотказной работы для отдельных групп элементов модулей системы:

$$T_{\text{э}} = \frac{1}{\lambda_{\text{гр}}}, \quad (18)$$

где $\lambda_{\text{гр}}$ – интенсивность отказа рассматриваемой группы элементов модуля системы.

$\lambda_{\text{гр}}$ для n однотипных работающих элементов модуля первого или второго уровня модернизируемой системы учета определяется в общем случае по формуле по их известным интенсивностям отказов $\lambda_{\text{э}}$:

$$\lambda_{\text{гр}} = n \cdot \lambda_{\text{э}}. \quad (19)$$

Тогда количество элементов m в ЗИП рассчитывается исходя из времени ремонта $T_{\text{рем}}$ вышедшего из строя элемента:

$$m = T_{\text{рем}}/T_{\text{э}} \geq 1. \quad (19)$$

При расчете комплекта ЗИП системы время ремонта принимаем равным $T_{\text{рем}} = 170$ час. Результаты выполненного расчета необходимого количества ЗИП системы ПС 220 кВ приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Необходимое количество ЗИП системы ПС 220 кВ

Уровень системы	Характеристика элемента	Количество, шт.	Количество ЗИП, шт.
Первый уровень	Интеллектуальный счетчик электрической энергии (100 В, 1 А)	38	1
	Интеллектуальный счетчик электрической энергии (380 В, 5 А)	2	1
Второй уровень	Промышленный управляемый Ethernet-коммутатор EDS-408A	1	1
	Промышленный управляемый Ethernet-коммутатор EDS-510E-3GTXSFP	3	1
	Блок питания Powercom WoW700U	5	1
	Блок питания Smart UPS SC 450	2	1
	Преобразователь RS-232/RS-485	6	1
Третий уровень	Модуль Sky Edge Pro	3	1

В комплект ЗИП системы ПС 220 кВ не включены измерительные трансформаторы тока и напряжения, так как на ПС 220 кВ во всех распределительных устройствах 220 кВ, 110 кВ, 10 кВ, 0,4 кВ предусмотрены ТТ и ТН для релейной защиты и автоматики.

Для промышленных управляемых коммутаторов, устанавливаемых во втором уровне системы, предусмотрены запасные устройства для обеспечения быстрого восстановления.

Надежность каналов передачи информации обеспечивается их взаимным резервированием Ethernet, Wi-Fi, ВОЛС.

Выход из строя устройства синхронизации времени РСТВ-01 не является критическим, так как не нарушается процесс сбора и передачи данных в системе до тех пор, пока отклонение от единого астрономического времени внутренних часов УСПД или хотя бы одного интеллектуального

счетчика электрической энергии не превысит $\pm 5,0$ секунды, что, исходя из времени безотказной работы, может произойти только через 240 часов, тогда как заданное среднее время восстановления РСТВ-01 составляет не более 168 часов. Кроме того, коррекция времени может быть выполнена с АРМ ПС.

5.3 Программа обеспечения надежности на всех этапах модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ

Предлагаемая программа обеспечения надежности на всех этапах модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ может состоять из следующих этапов:

- разработка проектной документации системы учета электроэнергии с учетом особенностей реконструкции ПС 220 кВ;
- введение более надежных, но как правило более дорогостоящих элементов или модулей в систему;
- при разработке проектной документации введение резервирования отдельных элементов или модулей системы ПС 220 кВ;
- разработка эксплуатационной документации с определением правил эксплуатации отдельных модулей и всей системы учета электроэнергии ПС 220 кВ;
- обеспечение качественного обучения персонала по эксплуатации системы, а также ПО системы;
- обеспечение информационной безопасности системы учета электроэнергии ПС 220 кВ;
- разработка мероприятий по улучшению условий обслуживания системы учета электроэнергии на ПС 220 кВ.

Второй метод применяется не всегда и производится с усмотрения Заказчика проектной документации на модернизацию системы учета на ПС 220 кВ.

Важным является выполнение всех требований разработанной проектной и эксплуатационной документации на всех этапах: начиная от проектирования, и заканчивая техническим обслуживанием системы.

В частности, например, на стадии проектирования системы ПС 220 кВ должно быть предусмотрено:

- подборка высоконадежного оборудования как электрооборудования всех распределительных устройств, силовых трансформаторов, так и технических и программных элементов всех уровней системы;
- обеспечение резервного питания элементов системы;
- расчет показателей надежности системы и их оценка на проектном этапе.

На стадии монтажа системы необходимо проверить исправность устанавливаемого оборудования, правильность установки и схем подключения к системе. Необходимо проверить все элементы как первичных, так и вторичных цепей, правильность сборки этих цепей.

Должна быть предусмотрена стадия опытной эксплуатации системы, которая решает следующие задачи:

- определение технического состояния системы учета по результатам опытной эксплуатации;
- разработка рекомендаций по повышению надежности отдельных элементов и системы в целом;
- сбор и анализ статистических данных о наработке элементов системы, отказах и их причинах;
- окончательный расчет показателей надежности элементов системы с учетом собранных данных об отказах в период промышленной эксплуатации;
- оперативное внедрение мероприятий по устранению причин отказов;
- контроль работоспособности, профилактическое обслуживание, диагностическое обслуживание системы;
- разработка программы обеспечения ремонтпригодности системы.

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ ПС 220 кВ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки на отказ всех элементов, отказ которых повлияет на предоставление коммерческой информации в АО «АТС» за сутки.

Средняя наработка на отказ для невосстанавливаемых однотипных элементов системы, согласно ГОСТ Р 27.102-2021 [5], определяется по формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j, \quad (20)$$

где N – «число работоспособных измерительных трансформаторов тока и напряжения при $t = 0$ » [44];

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Так как на первом уровне системы в модулях установлены в основном однотипные элементы – интеллектуальные счетчики, измерительные трансформаторы тока и напряжения, то формулу (20) можно упростить для дальнейшего применения:

$$T_0 = t/\tau_0, \quad (21)$$

где τ_0 – число отказов элементов, фактически происшедших за суммарную наработку за время t .

Формулы (20) и (21) позволяют определять время наработки на отказ при эксплуатации системы на ПС 220 кВ.

В программе ремонтпригодности системы на ПС 220 кВ должно быть предусмотрено следующее:

- так как элементы и отдельные модули системы представляют собой готовые электронные блоки заводского изготовления, необходимо для

невосстанавливаемых блоков (например, ТТ и ТН) предусмотреть их замену новыми в соответствии с заводскими требованиями;

- для восстанавливаемых электронных и других блоков должен быть предусмотрен их ремонт заводом-изготовителем.

Выводы по разделу. Выполнен расчет показателей надежности на всех этапах модернизации системы учета электроэнергии на ПС 220 кВ. Определены интенсивность потока отказов для отдельных уровней системы и системы в целом. Для системы получено значение $\lambda_c = 656,1 \cdot 10^{-6}$ 1/час, что позволило оценить среднее времени безотказной работы $T_c = 1524,2$ час., которое намного превышает средний срок службы системы 20 лет, т.е. все элементы системы выбраны с запасом надежности.

Выбран второй вариант резервирования в системе – резервирование отдельных элементов модулей системы учета ПС 220 кВ, так как этот вариант может быть обеспечен меньшими затратами, поэтому выбран именно этот вариант резервирования системы. Выполнен расчет необходимого количества ЗИП модернизируемой системы учета электроэнергии ПС 220 кВ

Разработана программа обеспечения надежности на всех этапах модернизации системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ: от этапа проектирования системы до технического обслуживания системы. Определены для решения задачи, выполнение которых позволит повысить надежность системы организации учета электроэнергии на ПС 220 кВ.

Заключение

В ВКР показана техническая и экономическая целесообразность существующей системы учета электрической энергии во время реконструкции электрической части узловой ПС 220 кВ. Это позволило сформулировать цель исследования – разработку научно-обоснованных решений о модернизации системы организации учета электроэнергии на примере ПС 220 кВ, входящей в состав Группы «Россети».

На первом этапе рассмотрены основные принципы построения АИИС КУЭ на объектах электроэнергетики, показано, что на основании нормативной документации Группы «Россети» на ПС классом напряжения 110 кВ и выше для автоматизации процессов учета электроэнергии в обязательном порядке должны быть предусмотрены:

- измерительные каналы с интеллектуальными счетчиками электрической энергии для технического и коммерческого учета электроэнергии;
- системы сбора и передачи данных на единый сервер ПС и в вышестоящие уровни автоматизированных информационно-измерительных систем;
- каналы связи от пунктов учета электрической энергии до пунктов сбора.

Показаны основные функции системы учета электроэнергии на ПС 220 кВ, а также основные потребители информации с системы учета – службы пусконаладки, эксплуатации, диспетчеризации, управления.

Выполнен анализ схемы электрических соединений ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ до реконструкции, приведены характеристики отходящих ВВЛЭ 220 кВ и 110 кВ. Показано, что на момент реконструкции на ПС 220 кВ функционирует АИИС КУЭ на базе микропроцессорных счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03.01. На ВВЛЭ 220 кВ, 110 кВ, а также на стороне 0,4 кВ ТСН1 и ТСН2 осуществляется коммерческий учет электроэнергии, на вводах АТ1 и АТ2 на

стороне 220 кВ, 110 кВ, 10 кВ, на секционных выключателях распределительных устройств ПС 220 кВ осуществляется технический учет электроэнергии. Однако, существующая система учета электроэнергии не соответствует современным техническим требованиям оптового рынка электроэнергии, также требуется присвоение коэффициента класса качества АИИС, утвержденного ОАО «АТС». Поэтому при реконструкции ПС 220 кВ возникает целесообразность модернизации существующей системы учета электроэнергии.

Обоснованы технические решения, принятые на ПС 220 кВ после реконструкции:

- замена автотрансформаторов АТ1 и АТ2;
- переход на схему ОРУ 220 кВ «две рабочие системы шин» [42] с элегазовыми выключателями, которая позволит более оперативно производить переключения в цепи 220 кВ;
- распределительное устройство 110 кВ принято комплектным элегазовым типа КРУЭ по схеме «две одинарные рабочие секционированные выключателями системы шин с подключением трансформаторов через развилку из двух выключателей» [42];
- распределительное устройство 10 кВ выполнено КРУ по схеме «две секционированные системы сборных шин» [42];
- выполнена замена ТСН1 и ТСН2;
- увеличено количество отходящих ВВЛЭ 110 кВ с шестнадцати до восемнадцати;
- для ввода в КРУЭ 110 кВ предусмотрен переход с воздушных линий на кабельные вставки.

Для проверки устанавливаемого коммутационного и измерительного оборудования на ПС 220 кВ выполнен расчет аварийных и послеаварийных режимов. Все установленное электрооборудование на распределительных устройствах 220, 110 и 10 кВ удовлетворяет условиям проверки по перегрузочной способности и токам КЗ.

Разработан алгоритм модернизации системы учета электроэнергии на ПС 220 кВ, который состоит из основных этапов:

- разработки ТЗ на проектирование системы для ПС 220 кВ;
- определение основных технических решений по проектируемой системе;
- разработка рабочей документации;
- описание комплекса средств и ПО системы;
- разработка эксплуатационной документации.

Показано, что важным элементом в эксплуатационной документации является раздел организации работ на период проведения модернизации системы учета электроэнергии на ПС 220 кВ.

Определена структура модернизируемой системы учета электроэнергии на ПС 220 кВ. Показано, что система должна состоять из трех уровней:

- информационно-измерительного;
- информационно-вычислительного для сбора информации с нижнего уровня и передачи на верхний;
- центра сбора информации ПС 220 кВ для анализа и подготовки отчетности.

Определен состав технического оборудования и ПО всех уровней модернизируемой системы на ПС 220 кВ. Определены основные технического оборудования всех уровне системы.

Для информационно-измерительного уровня определено количество интеллектуальных счетчиков электрической энергии, которое определяется точками коммерческого и технического учета электроэнергии:

- на отходящих ВВЛЭ 220 кВ от ОРУ 220 кВ (коммерческий учет);
- на вводах АТ1 и АТ2, секционных выключателях распределительных устройств 220, 110 и 10 кВ (технический учет);
- на отходящих ВВЛЭ 110 кВ от КРУЭ 110 кВ (коммерческий учет);
- на ТСН1 и ТСН2 (коммерческий учет).

Определены метрологические характеристики интеллектуальных счетчиков электрической энергии, устанавливаемых на ПС 220 кВ.

Также определены характеристики устанавливаемых измерительных трансформаторов тока и напряжения во всех распределительных устройствах ПС 220 кВ.

Определены технические характеристики оборудования второго уровня системы – ТКУ-1, ТКУ-2, УСПД, ЦКУ.

Определены технические характеристики центра сбора информации – АРМ ПС и СОЕВ.

Для всех уровней системы показана необходимая комплектность специализированного, офисного и антивирусного ПО.

Разработана программа обеспечения надежности системы учета электроэнергии на всех этапах ее модернизации: от стадии проектирования до стадии эксплуатации. Для этого были определены интенсивность отказов отдельных модулей уровней системы и системы в целом, что позволило определить среднее время безотказной работы, которое превысило установленный средний срок службы системы 20 лет, т.е. все элементы системы выбраны с запасом надежности.

Определены уровни резервирования системы: питание ответственных элементов, управляемого Ethernet-коммутатора в шкафу ЦКУ.

Выполнен расчет необходимого комплекта ЗИП модернизируемой системы учета электроэнергии для обеспечения своевременных ремонтных работ при эксплуатации АИИС КУЭ на ПС 220 кВ.

Список используемой литературы и используемых источников

1. ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. М. : Стандартинформ, 2007. 87 с.
2. ГОСТ Р 8.596-2002. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения. М.: Стандартинформ, 2002. 19 с.
3. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М. : Стандартинформ, 2008. 36 с.
4. ГОСТ Р 52736-2007. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. М. : Стандартинформ, 2007. 44 с.
5. ГОСТ Р 27.102-2021. Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения. М. : Стандартинформ, 2021. 46 с.
6. ГОСТ 34.11-2018. Информационная технология. Криптографическая защита информации. Функция хэширования. Введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 4 декабря 2018 г. N 1060-ст. М.: Стандартинформ, 2018. 23 с.
7. ГОСТ 8.010-2013. Государственная система обеспечения единства измерений. Методика проведения измерений. Основные положения. М.: Стандартинформ, 2019. 18 с.
8. ГОСТ 8.216-2011. Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки. М.: Стандартинформ, 2011. 28 с.
9. ГОСТ 8.217-2003. Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки. М.: Стандартинформ, 2003. 15 с.
10. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия

эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. М.: Стандартинформ, 2010. 85 с.

11. ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2001. 35 с.

12. ГОСТ 7746-2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия. М. : ФГУП Стандартинформ, 2017. 39 с.

13. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии. Типовая форма утверждена Решением Наблюдательного совета НП «АТС» (Протокол заседания Наблюдательного совета НП «АТС» № 96 от 14 июля 2006 г. с изменениями на 2024 г.) [Электронный ресурс]. URL: <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/std/all> (дата обращения 11.04.2025).

14. Забелло Е.П, Булах В.Г., Качалко А.С. Автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов : практикум. Минск : БГАТУ, 2016. 160 с.

15. Каталог высоковольтных элегазовых выключателей ЗАО «Уралэлектротяжмаш-Уралгидромаш» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/?url=vycokovoltnoe+oborudovanie> (дата обращения 11.04.2025).

16. Каталог измерительных приборов ННПО имени М.В. Фрунзе [Электронный ресурс]. URL: https://frunze.nt-rt.ru/?utm_medium=cpc&utm_source=Электросчетчики (дата обращения 11.04.2025).

17. Каталог интеллектуальных счетчиков компании Landis Gyr AG [Электронный ресурс]. URL: <https://www.reg-ta.com/wp-content/uploads/2023/07/Catalogo-LANDIS.pdf> (дата обращения 11.04.2025).

18. Каталог комплектных распределительных устройств 10 кВ Группы компаний «Акрон Холдинг» [Электронный ресурс]. URL:

<https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/>
(дата обращения 11.04.2025).

19. Каталог КРУЭ производства АО «Электроаппарат» [Электронный ресурс] URL: <https://elektroapparat.ru/products/kruue> (дата обращения 11.04.2025).

20. Каталог трансформаторов напряжения АО «РЭТЗ Энергия» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ramenergy.ru/products/ndkm> дата обращения 11.04.2025).

21. Концепция цифровая трансформация. ПАО «Россети», 2018 [Электронный ресурс]. URL: https://www.rosseti.ru/Kontsepsiya_Tsifrovaya_transformatsiya_2030.pdf (дата обращения 11.04.2025).

22. Лоскутов А.Б., Гардин А.И., Лоскутов А.А. Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии. Н. Новгород: НГТУ, 2018. 84 с.

23. Номенклатурный каталог продукции ООО «Тольяттинский трансформатор», 2020. 111 с. [Электронный ресурс]. URL: https://www.transformator.com.ru/upload/iblock/092/Katalog_TT_2020.pdf (дата обращения 11.04.2025).

24. Об обеспечении единства измерений. Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ [Электронный ресурс]. URL: <https://base.garant.ru/12161093> (дата обращения 11.04.2025).

25. Об электроэнергетике: Федеральный закон от 26 марта 2003 г. №35-ФЗ [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/901856089> (дата обращения 11.04.2025).

26. Об утверждении «Методических указаний по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ». Приказ Минэнерго России от 16 августа 2019 г. № 856 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/409194784/> (дата обращения 11.04.2025).

27. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах

электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229. Утверждены приказом Минэнерго РФ от 8 февраля 2019 г. № 81 [Электронный ресурс]. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения 11.04.2025).

28. Овчаренко Н.И. Автоматика энергосистем : учебник для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2016. 476 с.

29. Павлов А.А., Малышева Н.Н., Мальгин Г.В. Автоматизированные системы учета электроэнергии: учебное пособие. Нижневартовск: Изд-во Нижневартовского гос. ун-та, 2024. 114 с.

30. Положение об организации коммерческого учёта электроэнергии и мощности на оптовом рынке. Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 №1172 (в редакции от 25.09.2024) [Электронный ресурс]. URL: <https://base.garant.ru/12184415/?ysclid=m38fgf5hs9968149397> (дата обращения 11.04.2025).

31. Положение об организации коммерческого учета электроэнергии в ПАО «ЕЭС России». Утверждено ПАО ЕЭС 12.10.2001 [Электронный ресурс]. URL: https://www.eprussia.ru/lib/404/kom_uch_el/ (дата обращения 11.04.2025).

32. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». Утверждено решением Совета директоров ПАО «Россети» (протокол от 29.04.2022 № 450). 196 с.

33. Положение ПАО «ФСК ЕЭС» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». Утверждено решением Совета директоров ПАО «ФСК ЕЭС» (протокол от 20.10.2022 № 592). 203 с.

34. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. Новосибирск: Норматика, 2024. 464 с.

35. Расчет токов коротких замыканий в энергосистемах : учеб. пособие / С.А. Ерошенко [и др.]. Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2019. 104 с.

36. РД 34.11.321-96. Нормы погрешности измерений технологических параметров электростанций и подстанций. Утверждено РАО ЕЭС 03.12.1996. 27 с.

37. РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. Утверждена Главгосэнергонадзором РФ 02.09.1994. 27 с.

38. РД 34.11.114-98. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования. Утверждено РАО ЕЭС 12.01.1998. 8 с.

39. РД 153-34.0-11.209-99 (СО 34.11.209-99). Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности. Утверждено РАО «ЕЭС России» 21.07.99. 41 с.

40. Смирнов В., Мыльников Е., Калинин Н., Чернов Н. Анализ подходов к рациональному размещению оборудования, обеспечивающего переход к цифровой активно-адаптивной сети 6–20/0,4 кВ // Электроэнергия. Передача, распределение. 2020, №2(17). С. 30-36.

41. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. М.: Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. 135 с.

42. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. М.: Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. 132 с.

43. СТО 56947007-29.230.20.087-2011. Типовые технические требования к кабельным системам 110, 220, 330, 500 кВ. М.: Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2011. 42 с.

44. Труханов В.М. Надежность в технике. М. : Издательский дом «Спектр», 2018. 656 с.

45. Чичев С.И., Калинин В.Ф., Глинкин Е.И. Информационно-измерительная система центра управления электрических сетей. М.: Машиностроение, 2019. 176 с.

46. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 №1523-р (ред. от 28.02.2024).

47. AMI in Review. Informing the Conversation. Office of electricity US Department Of Energy. Arara Blue Energy Group LLC and BCS LLC under Subcontract: 4000179425. URL: https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-01/08-07-2020_doe-voe-ami-in-review-report-2.pdf (дата обращения 11.04.2025).

48. Closing the gap in understanding between stakeholders and electrical energy specialists. Technical Brochure CIGRE WG C1.41, October 2022. Reference 882.

49. Software solutions and data analytics form synergy in AMI deployment. URL: <https://www.smart-energy.com/industrysectors/smart-energy/software-solutions-and-dataanalytics-form-synergy-in-ami-deployment/> (дата обращения: 11.04.2025).

50. Utilization of data from smart meter system. Technical Brochure CIGRE JWG C6/D2.32, October 2019. Reference 782.

51. Wolf G. Plugging Into Smarter Grid Technology. T&D World. № 2. February 2023. С. 12–13.