

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль))

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Разработка АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Левобережная»

Студент(ка)

Ю.А. Самышкина

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Н. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Тольятти 2016

## **Аннотация**

Полное наименование системы - автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (мощности) ПС 220/110/10кВ «Левобережная».

Условное наименование: АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Левобережная».

Выпускная квалификационная работа выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ 34.201-89, при разработке использовались нормативные материалы, документация на технические средства, применяемые в АИИС КУЭ.

Выпускная квалификационная работа содержит 53 страниц, 5 рисунков, 12 приложений.

## Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика объекта автоматизации.....	6
2 Основные технические решения.....	8
3 Структура комплекса технических средств.....	18
4 Описание функционирования АИИС КУЭ подстанции «Левобережная».....	29
5 Описание постановок задач АИИС КУЭ.....	32
6 Информационное обеспечение.....	34
7 Метрологическое обеспечение.....	36
8 Расчёт показателей надёжности.....	44
9 Соответствие проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожарной безопасности и т.п.....	50
Заключение.....	51
Список использованных источников.....	52

## Введение

Система АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Левобережная» предназначена для осуществления автоматизации процесса коммерческого учета электроэнергии и мощности, а также для контроля распределения и потребления электроэнергии и мощности, проходящей через все присоединения подстанции (ПС) с целью получения на всех уровнях управления точной, достоверной и легитимной информации при проведении расчетов на федеральном оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ) и мощности, а также для расчетов на розничном рынке электроэнергии и мощности.

В соответствии с ГОСТ 27.003-90. АИИС КУЭ классифицируется следующим образом:

- является изделием конкретного назначения;
- может находиться в двух состояниях – работоспособном или неработоспособном;
- в АИИС КУЭ используются изделия непрерывного длительного применения;
- относится к изделиям, отказы которого не приводят к последствиям катастрофического характера;
- является стареющим и изнашивающимся изделием;
- является обслуживаемым изделием;
- является не контролируемым перед применением;
- является восстанавливаемым изделием после отказа в процессе эксплуатации.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение точности и надёжности коммерческого учёта электроэнергии за счёт разработки современной АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ создаётся с целью:

- повышения точности коммерческого учета электроэнергии в точках учета в соответствии с требованиями ОРЭ, утвержденными ОАО «АТС» за счет

использования современных приборов учета заданного класса точности, и применения цифровых технологий измерений, сбора и обработки данных;

- проверки качества данных учета и достоверности показаний средств учета;

- оперативного выявления «очагов потерь» электроэнергии;

- расчета фактических потерь электроэнергии;

- расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии по подведомственному оборудованию ПС и ВЛ;

- мониторинга и координации функционирования программно-технического комплекса АИИС КУЭ;

- обеспечения синхронности измерений;

- повышения надежности системы коммерческого учета и защищенности информации на всех уровнях системы за счет применяемых технических, программных и организационных решений;

- формирования плановых балансов электроэнергии;

- организации автоматизированной передачи данных коммерческого учета вышестоящим организациям.

## 1 Характеристика объекта автоматизации

К ПС 220кВ «Левобережная» подключены 5 ВЛ-220кВ и 18 ВЛ-110кВ:

- ВЛ-220кВ «Волжская-1», «Волжская-2»;
- ВЛ-220кВ «ВАЗ-1», «ВАЗ-2»;
- ВЛ-220кВ «Васильевская-1»
- ВЛ-110кВ «Левобережная-1», «Левобережная-2», «Левобережная-3»;
- ВЛ-110кВ «Ставрополь-1», «Ставрополь-2», «Ставрополь-3», «Ставрополь-4»;
- ВЛ-110кВ «ВДНСК»;
- ВЛ-110кВ «Химзавод-3», «Химзавод -4»;
- ВЛ-110кВ «Комсомольская-3», «Комсомольская -4»;
- ВЛ-110кВ «Восточная-1», «Восточная -2»;
- ВЛ-110кВ «Синтезкаучук-1», «Синтезкаучук-2»;
- ВЛ-110кВ «МИС»;
- ВЛ-110кВ «ЭТЗ».

В объеме реконструкции предусматривается строительство нового здания ОПУ, совмещенного с КРУЭ-110кВ, реконструкция существующего ОРУ-220кВ.

ОРУ-220кВ выполняется по схеме «две рабочие системы шин», КРУЭ-110кВ - по схеме «две одинарные рабочие секционированные выключателями системы шин с подключением трансформаторов через развилку из двух выключателей».

На ПС учет электроэнергии организуется следующим образом:

- на присоединениях 220кВ устанавливаются комбинированные активно-реактивные реверсивные микропроцессорные электросчетчики (класс точности - 0,2S.) в количестве - 5 шт.;

- в цепи ШСВ и выключателей ввода автотрансформаторов (АТ-1, АТ-2) устанавливаются комбинированные активно-реактивные реверсивные микропроцессорные электросчетчики (класс точности 0,2S.) в количестве 3 шт.;

- в цепи выключателей ввода КРУЭ-110кВ и секционных выключателей устанавливаются комбинированные активно-реактивные микропроцессорные электросчетчики (класс точности 0,2S.) в количестве 6 шт.;

- на присоединениях 110кВ устанавливаются комбинированные активно-реактивные реверсивные микропроцессорные электросчетчики (класс точности 0,2S.) в количестве 18 шт.;

- на трансформаторах собственных нужд (ТСН1, ТСН2) 10кВ устанавливаются микропроцессорные электросчетчики (класс точности - 0,2S.)

- в количестве 2 шт. и на стороне 0,4кВ (класс точности - 0,2S.) - 2 шт.

Информационные выходы счетчиков, через разветвители интерфейса RS-485 подключаются в шину, образуя два информационных канала, и далее - ко входу устройств сбора и передачи информации.

Перечень точек измерения представлен в приложении А.

На данный момент времени на ПС 220 кВ «Левобережная» в качестве расчетных приборов учета используются счетчики ZMD402СТ41.0467, СЭТ-4ТМ.03.01. Кроме того, в существующую систему АИИС КУЭ входят:

- шкафы ТКУ-1, ТКУ-2 для сбора и передачи информации со счетчиков;
- шкаф устройства сбора и передачи данных (УСПД);
- шкаф ЦКУ, включающий сервер базы данных (БД) и коммуникационную аппаратуру;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) АИИС КУЭ;
- система спутниковой связи SkyEdge PRO.

## **2 Основные технические решения**

### **2.1 Структура системы**

АИИС КУЭ охватывает все точки расчетного и технического учета с целью получения полной информации о расходе электроэнергии на объекте.

АИИС создается как иерархическая автоматизированная система с централизованным управлением и распределенной функцией измерения и состоит из следующих уровней:

- первый уровень включает в себя измерительно-информационный комплекс (ИИК) всех 36 точек измерения и выполняет функцию автоматического проведения измерений. В состав ИИК входят:

- счетчики электрической энергии;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные измерительные цепи.

- второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) и обеспечивает сбор и обработку результатов измерений, диагностику средств измерений. ИВКЭ обеспечивает:

- доступа к информации по учету электроэнергии ИИК;
- автоматический сбор, обработку и хранение информации результатов измерений от ИИК;
- передачу необходимой информации в информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

В состав ИВКЭ входят:

- контроллер (УСПД);
- сервер БД ПС;
- аппаратура, обеспечивающая интерфейс доступа к ИИК;
- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура для связи с ИВК).



- третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК) и обеспечивает:

- автоматический сбор, обработку и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- подготовку отчета в XML-формате для передачи требуемых данных заинтересованным субъектам ОРЭ;
- контроль достоверности результатов измерений.

В состав ИВК входят:

- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- сервер для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений;
- технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;
- технические средства, обеспечивающие безопасность локальных вычислительных сетей.

Для получения на месте доступа к оборудованию АИИС КУЭ, считывания, хранения и документирования необходимой информации, на ПС 220 кВ Левобережная организован АРМ инженера АИИС КУЭ.

В состав АИИС КУЭ также входит система обеспечения единого времени (СОЕВ).

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени всех уровней системы при проведении измерений количества электроэнергии с точностью  $\pm 5,0$  с/сутки. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

Первые два уровня организуются на ПС 220 кВ «Левобережная», третий уровень «находится» в центре сбора и обработки информации ПАО «ФСК ЕЭС».

В проекте разрабатываются технические решения по реализации первых двух уровней системы управления.

Все счетчики оснащены интерфейсами RS-485 и RS-232, которые используются для передачи данных по двум каналам. Счетчики объединяются в 5 групп (по каждому каналу) при помощи разветвителей интерфейсов. Оба канала охватывают все счетчики учета электроэнергии и подключаются к шкафам ТКУ. Коммуникационная аппаратура, установленная в этих шкафах, обеспечивает сбор информации со счетчиков и ее преобразование для передачи по сети Ethernet или беспроводной передачи Wi-Fi. Для сбора и хранения информации применяется УСПД (установленное в отдельном шкафу) и сервер БД ПС, установленный в шкафу ЦКУ. Для объединения оборудования АИИС КЭУ в общую сеть в шкафу ЦКУ установлен сетевой коммутатор, к которому также подключаются спутниковый модем, GSM-модем, устройство синхронизации времени, центральная точка опроса Wi-Fi. Из сервера БД ПС или УСПД по каналам связи данные передаются в информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ПАО «ФСК ЕЭС».

Резервное питание счетчиков осуществляется от шкафов ТКУ. В свою очередь, шкафы ТКУ, ЦКУ, УСПД подключены к сборке гарантированного электропитания 04ШГП1 (от двух систем ЦКУ, УСПД подключены к сборке гарантированного электропитания 04ШГП1 (от двух систем шин СН с АВР)). Кроме того, в шкафах установлены местные источники бесперебойного питания.

## **2.2 Взаимодействие с другими системами**

По локальной сети Ethernet осуществляется связь системы АИИС КУЭ с АСУ ТП подстанции. В АСУ ТП передается следующая информация:

- данные коммерческого и технического учета (активная/реактивная энергия в обоих направлениях);

- информация о неисправности технических средств АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ ПС 220 кВ Левобережная обеспечивает информационный обмен с ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС», откуда обеспечивается далее передача результатов измерений другим заинтересованным пользователям.

Для передачи информации между ИВКЭ и ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» организуются три канала связи - основной и два резервных.

В качестве основного канала предусматривается использовать Единую технологическую сеть связи электроэнергетики (ЕТССЭ). Скорость передачи по основному каналу связи - не менее 64 кБит/сек с возможностью расширения до 128 кБит/сек.

В качестве резервных каналов связи предусматривается использовать:

- GSM канал сотовой связи;

- спутниковую связь VSAT.

Резервные каналы связи организуются со скоростью передачи не менее 9600 бит/с с коэффициентом готовности не хуже 0,95.

### **2.3 Комплекс технических средств, его размещение на объекте**

Для создания АИИС КУЭ ПС 220 кВ Левобережная применяются технические и программные средства производства Landis&Gyr Ltd. (Швейцария), ЗАО «Метростандарт», ЗАО НПФ «Прорыв».

Все используемые технические и программные средства имеют соответствующие сертификаты соответствия к использованию в составе автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии, а сама АИИС КУЭ, построенная на их базе, отвечает всем требованиям нормативных документов, предъявляемым к организации коммерческого учета на объектах.

### 2.3.1 Состав технического обеспечения

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ ПС 220кВ «Левобережная» входят технические средства, приведенные в приложении Б.

### 2.3.2 Размещение технических средств АИИС КУЭ на объекте

#### Уровень ИИК

На стороне 220 кВ устанавливаются 8 микропроцессорных счетчиков класса 0,2S, на стороне 110 кВ - 24 микропроцессорных счетчика класса 0,2S.

Для размещения счетчиков 220 кВ и 110 кВ в помещении релейного щита устанавливаются четыре шкафа. Рядом с каждым счетчиком монтируется испытательный клеммник с возможностью пломбирования. Для передачи информации для каждого счетчика устанавливается разветвитель интерфейса RS-485 для первого информационного канала и разветвитель интерфейса RS-232/RS-485 (один на два счетчика) - для второго информационного канала.

В каждом шкафу счетчиков устанавливаются:

- 8 микропроцессорных счетчиков ZMD402CT41.0467 класса 0,2S, 1А;
- испытательные клеммные колодки КИ-10;
- разветвители РК-1;
- разветвители РК-2;
- розетка;
- автоматический выключатель 1ф, 6.3 А
- вспомогательные технические устройства для организации разводки кабелей внутри шкафа.

На стороне 10 кВ трансформаторов собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 устанавливаются микропроцессорные счетчики ZMD402CT41.0467 (2 шт.) класса 0,2S, 1А. Располагаются счетчики непосредственно в ячейках КРУ-10кВ, укомплектованных испытательными клеммными колодками. КРУ-10кВ ТСН-1 и ТСН-2 размещаются в зданиях реакторных, удаленных от здания ОПУ на расстояние до 200м. Для защиты от помех, передача информации от этих

счетчиков предусматривается по оптическим линиям связи. Для этого в ячейках КРУ - 10кВ дополнительно усанавливаются:

- преобразователи RS-232/RS-485 в оптоволокно MOXA ICF-1150 (2 шт.);
- блок питания DR45-24 для преобразователей и резервного питания счетчиков.

На стороне 0,4 кВ в шкафах ввода ТСН-1 и ТСН-2 устанавливаются микропроцессорные счетчики ZMD402CT41.0467 класса 0,2S, 5А в количестве 2 шт.

#### Уровень ИВКЭ

Все оборудование ИВКЭ предназначено для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью и установкой в ограниченном пространстве (в шкафах, защищенных от несанкционированного доступа как в аппаратной части (замки, пломбирование и т.п.), так и в программно-информационном обеспечении (установка паролей)). Для обеспечения большей надежности по электропитанию ИВКЭ комплектуется источниками бесперебойного питания.

В состав ИВКЭ входят следующие элементы:

- шкафы ТКУ-1, ТКУ-2 для сбора информации со счетчиков и передачи ее по сети Ethernet;
- шкаф УСПД;
- шкаф ЦКУ с сервером БД ПС и каналобразующей аппаратурой;
- АРМ АИИС КУЭ.

Указанное оборудование в настоящее время функционирует в составе существующей системы АИИС КУЭ. После реконструкции предусматривается его дальнейшее использование в новой системе АИИС КУЭ со следующими изменениями в элементной базе:

- в шкафах ТКУ-1, ТКУ-2 устанавливаются вторые шлюзы E-422, вместо коммутаторов EDS-205 и оптических преобразователей IMC-21-M-SC устанавливаются коммутаторы EDS- 405A-MM-SC;

- в шкафу ЦКУ вместо оптических преобразователей ИМС-21-М-SC устанавливается коммутатор EDS-405A-MM-SC.

Шкаф ТКУ-1 устанавливается в помещении релейных панелей. К нему подключаются счетчики присоединений 220 и 110кВ.

Шкаф ТКУ-2 устанавливается в помещении собственных нужд 0,4кВ. К нему подключаются счетчики на стороне 10кВ и 0,4кВ ТСН-1 и ТСН-2.

Шкаф УСПД, шкаф ЦКУ и АРМ АИИС КУЭ устанавливаются в помещении АРМ, РЗ и АСУ ТП.

#### **2.4 Режимы функционирования, диагностирование работы системы**

При разработке АИИС КУЭ ПС 220кВ Левобережная предусмотрена работа системы в следующих режимах:

- штатный режим функционирования (режим 1) - все компоненты системы нормально функционируют;
- аварийный режим (режим 2) - отдельные компоненты или часть компонентов вышла из строя, либо вышла из строя часть каналов связи;
- поверочный режим (режим 3) - часть работающего оборудования на время выводится из состава АИИС КУЭ для проверки и замены (при необходимости);
- режим модернизации (режим 4) - расширение состава технических или программных средств, или их модернизация;

При любом из вышеперечисленных режимов (1-4), работа АИИС КУЭ ПС 220кВ Левобережная в целом не должна прекращаться, т.е. выход из строя отдельных компонентов системы не должен сказываться на работе других компонентов. При этом, подразумеваются только те случаи, когда об аварийном состоянии компонента можно судить по его системе диагностики, или на компонент не подается предусмотренное питание.

При выходе из строя каналов связи (в режимах 2-4), первичная информация по коммерческому учету должна автоматически восстанавливаться

во всех компонентах системы после восстановления работоспособности каналов связи.

Для поверочного режима (режима - 3) должен быть предусмотрен технологический регламент для проверки счетчиков и измерительных трансформаторов.

При режиме модернизации (режим - 4) не должна останавливаться работа остальных компонентов, если это не предусмотрено соответствующими инструкциями или требованиями техники безопасности.

АИИС КУЭ ПС 220кВ Левобережная имеет встроенные функции диагностики и мониторинга функционирования технических и программных средств АИИС. В качестве основы для диагностики рекомендуется использовать следующую информацию:

- журналы событий устройств и компонентов. При этом подразумеваются только те устройства и компоненты системы, которые имеют внутреннюю систему диагностики, интерфейс цифрового обмена информации, и для которых имеется документация по протоколу обмена в достаточном объеме;
- журналы событий коммуникаций.

При этом подразумевается диагностика конечного каналообразующего оборудования и работоспособность канала связи в целом.

## **2.5 Состав информации, способы ее организации, виды машинных носителей, входные и выходные документы**

### **2.5.1 Сбор информации с точек измерения**

Исходной информацией для системы служат данные, получаемые от счетчиков электрической энергии. Сбор данных со счетчиков, установленных в шкафах и в ячейках, производится по цифровому интерфейсу RS-485. Счетчики электроэнергии подключаются последовательно к общей шине с использованием разветвителей интерфейса РК1. Устройствами сбора информации со счетчиков являются УСПД ТК16L.31 и сервер БД ПС.

Счетчики опрашиваются по каналам связи с 30-ти минутными интервалами. При опросе устанавливается связь со счетчиком, после этого осуществляется передача данных. Во время сеанса связи с одним из счетчиков, расположенном на общей шине, остальные счетчики в этом сеансе не участвуют. Опрос счетчиков, расположенных на одной шине, происходит последовательно. Время связи с одним счетчиком составляет примерно 20-30 секунд. Связь с сервером базы данных ИВК осуществляется по каналу ВОЛС.

#### 2.5.2 Организация информационного обмена с внешними системами

Хранящаяся в памяти промконтроллера УСПД ТК16L.31 и на сервере БД ПС информация открыта для доступа со стороны ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС». Передача данных ведется по запросу со стороны внешних потребителей. Предоставляемые данные - получасовые профили мощности и электроэнергии, получаемые с точек измерения.

#### 2.5.3 Входная информация

Входными данными АИИС КУЭ ПС 220кВ «Левобережная» является информация, снимаемая со счётчиков электрической энергии:

- данные по передаваемой энергии и мощности;
- данные по потребляемой активной и реактивной энергии и мощности ;
- фиксация максимальной мощности нагрузки на расчетном интервале времени;
- текущее время и дата.

#### 2.5.4 Выходная и выходная информация

Выходными данными АИИС КУЭ ПС 220кВ «Левобережная» является:

- 3-х и 30-ти минутные измерения приращений активной и реактивной электроэнергии и мощности по точкам;
- месячные измерения приращений активной и реактивной электроэнергии по точкам учета;



- схема измерений для каждого интервала измерения;
- данные по состоянию технических и программных средств коммерческого учета (журналы событий, статусы работоспособности измерительных каналов);
- данные по состоянию технологического оборудования электрических сетей (относящегося к схеме измерений коммерческого учета);
- данные по составу и характеристикам технических и программных средств коммерческого учета;
- данные по учету электроэнергии с нарастающим итогом.

## **2.6 Состав программных средств**

В состав программного обеспечения АИИС КУЭ ПС 220кВ «Левобережная» входит:

- системное ПО - операционная система (ОС);
- общее ПО;
- прикладное ПО, реализующее всю необходимую функциональность работы с данными.

В качестве системного ПО используется русская версия ОС Windows 10, производства компании Microsoft.

В качестве общего ПО используется русская версия офисного пакета Microsoft Office 2016 и антивирусное ПО.

В качестве прикладного ПО используются:

- программное обеспечение для работы со счетчиками MAP 120;
- программа конфигурации ТК16.L/E-422;
- программа конфигурации устройства синхронизации времени РСТВ-01;
- программное обеспечение для переносного инженерного пульта MAP 110.

### 3 Структура комплекса технических средств

Техническое обеспечение АИИС КУЭ ПС 220кВ «Левобережная» включает в себя ИИК, ИВКЭ с функциями ИВК, СОЕВ, каналобразующую аппаратуру, каналы связи.

Уровень ИИК представлен измерительными трансформаторами тока и напряжения, электронными счетчиками активной и реактивной электроэнергии ZMD402СТ, с классами точности 0,2S, оснащенными цифровыми интерфейсами RS-485 и RS-232 для передачи информации.

Уровень ИВКЭ представлен устройством сбора и передачи данных УСПД ТС16L.31 каналобразующей аппаратурой, медиаконверторами, сетевыми коммутаторами, модемами. Конструктивно ИВКЭ выполнен в виде низковольтных комплектных устройств (НКУ).

НКУ объединяет в укрупненные, функционально законченные устройства отдельные компоненты (УСПД, счетчики, преобразователи интерфейса, средства связи, устройства синхронизации системного времени, защиту интерфейсов передачи данных и др.). По способу защиты человека от поражения электрическим током НКУ соответствуют классу II по ГОСТ 8865-93. По безопасности эксплуатации НКУ удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261-94. По устойчивости к климатическим воздействиям НКУ относятся к группе 5 по ГОСТ 22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69. Система содержит следующие НКУ:

- 4 шкафа счетчиков 220 кВ и 110 кВ (уровень ИИК);
- шкаф УСПД (уровень ИВКЭ);
- шкафы ТКУ-1, ТКУ-2 (Технологическое коммутирующее устройство);
- шкаф ЦКУ (Центральное коммутирующее устройство).

В шкафах установлено следующее основное оборудование:

- шкаф счетчиков:
  - счётчики электроэнергии серии ZMD402СТ;

- разветвительные коробки РК-1;
- распределители канальные РК-2;
- коробки испытательные переходные.
- шкаф УСПД:
  - устройство сбора и передачи данных ТК16L.31.
- шкаф ТКУ-1 (ТКУ-2):

шлюзы E-422;

- Ethernet-коммутатор EDS-405A- MM-SC;
- универсальный адаптер беспроводного Ethernet (Wi-Fi) АWK-1100;
- шкаф ЦКУ:
  - сервер БД ПС;
  - Ethernet-коммутатор 408А;
  - универсальный адаптер беспроводного Ethernet (Wi-Fi) АWK-1100;
  - Ethernet-коммутатор EDS-405A- MM-SC;
  - устройство синхронизации времени PCTB-01;
  - терминал двусторонней спутниковой связи Sky Edge Pro;
  - модем сотовой связи стандарта GSM ER75i.

Предусматривается организация АРМ инженера АИИС КУЭ, а также переносной инженерный пульт для считывания информации со счетчиков в случае повреждения линий связи между ИИК и ИВКЭ.

Шкафы УСПД, ТКУ-1, ТКУ-2, ЦКУ (производства ЗАО «НПФ Прорыв»), АРМ АИИС КУЭ, установлены и функционируют в настоящее время на ПС 220кВ «Левобережная». После реконструкции предусматривается их перенос в здание ОПУ и дальнейшее использование в составе АИИС КУЭ.

### **3.1 Электронный счётчик серии ZMD402СТ**

Внешний вид данного счётчика представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Электронный счётчик серии ZMD402CT

Основные функции, выполняемые счетчиком:

- автоматическое выполнение измерений показателей коммерческого учета;
- автоматическое измерение времени (имеет встроенные часы и позволяет синхронизировать время с ИВКЭ);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- безопасность хранения информации и программного обеспечения (далее - ПО) в соответствии с ГОСТ Р 52069.0-2013 и ГОСТ Р 51275-2006;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВКЭ или ИВК;

- диагностику функционирования технических средств;
- Технические характеристики ZMD402СТ:
- класс точности 0,2S/0,5 (или 0,5S/1);
  - измерение активной и реактивной энергии;
  - номинальный ток  $I_{\text{НОМ}} = 1 \text{ А}$  (или 5 А);
  - максимальный ток  $I_{\text{max}} = 2\text{А}$  (или 10 А);
  - порог чувствительности  $0,001 I_{\text{НОМ}}$ ;
  - номинальное напряжение  $U_{\text{НОМ}} = 57/100\text{В}$ ;
  - рабочий диапазон напряжения от  $0,8 U_{\text{НОМ}}$  до  $1,15U_{\text{НОМ}}$ ;
  - рабочий диапазон температур от минус 25 до плюс 55°C;
  - скорость обмена информацией при связи со счетчиком по цифровым интерфейсам, бит/с - до 57600;
  - потребление энергии:
    - а) в токовых цепях не более 5 мВА;
    - б) в цепях напряжения не более 0,65 Вт (1,3 ВА) при  $i_{\text{НОМ}} = 57,7 \text{ В}$ ;

Все счетчики программируются на 30-ти минутное усреднение мощности. Счётчики снабжены ЖКИ индикатором для визуального контроля информации.

Каждый счетчик снабжается цифровыми интерфейсами RS-485 и RS-232 для подключения к коммуникационной аппаратуре и передачи данных на вышестоящие уровни.

Счётчики имеют оптопорт для снятия данных со счётчика автономным способом.

Все счетчики снабжены функцией резервного питания для обеспечения работы при отключении оборудования.

Счетчики имеют межповерочный интервал 8 лет, срок службы 30 лет.

### **3.2 Разветвительная коробка РК-1**

Разветвительная коробка предназначена для подключения устройств к линии интерфейса RS-422/RS-485 (в частности, для подключения

интеллектуальных счетчиков по цифровому интерфейсу RS-422/485), а также для подключения дополнительного электропитания счетчиков.

Разветвительная коробка позволяет:

- производить подключение или замену устройств без разрыва магистральной линии интерфейса;
- выполнять удобный монтаж оборудования;
- устанавливать терминальные резисторы в крайних точках линии интерфейса;
- производить необходимые измерения при наладке системы.

После выполнения монтажных работ разветвительная коробка пломбируется.

### **3.3 Распределитель канальный РК-2**

Распределитель канальный РК-2 (рисунок 2) обеспечивает подключение двух устройств с интерфейсами RS-232 к линии передачи данных стандарта RS-422/RS-485 [7].



Рисунок 2 – Распределитель канальный РК-2

Распределитель канальный позволяет:

- производить подключение или замену устройств без разрыва магистральной линии интерфейса;
- осуществлять трансляцию линии RS-485 следующему абоненту системы;
- выполнять удобный монтаж оборудования;
- устанавливать терминальные резисторы в крайних точках линии интерфейса;
- производить необходимые измерения при наладке системы.

После выполнения монтажных работ распределитель канальный пломбируется.

### **3.4 Испытательная коробка (специализированный клеммник)**

Измерительные цепи счетчиков коммерческого учета подключаются к вторичным цепям трансформаторов тока и напряжения через коробки испытательные переходные. Конструкция коробки обеспечивает возможность пломбирования ее крышки. Помимо этого испытательная переходная коробка обеспечивает возможность закорачивания вторичных токовых цепей трансформаторов тока, отключения токовых цепей счетчика и цепей напряжения в каждой фазе счетчиков при их замене или проверке, а также включения образцового счетчика без отсоединения проводов и кабелей счетчика ИИК. На крышки коробок наносятся надписи наименований присоединений.

### **3.5 Устройство сбора и передачи данных**

Применяемое УСПД ТК16L.31 (рисунок 3) предназначено для сбора данных об энергопотреблении от микропроцессорных счётчиков и перевода измеренных значений в именованные физические величины. УСПД обеспечивает высокоточный учет электрической энергии и мощности за фиксированные интервалы времени, в условиях многотарифности, отображение

данных учёта на встроенный дисплей и передачу данных по каналам связи [20].



Рисунок 3 - УСПД ТК16L.31

Основные функции, выполняемые УСПД:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор данных о состоянии объектов измерений со всех ИИК, обслуживаемых данным УСПД;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;
- ведение журнала событий;
- предоставление доступа ИВК к результатам измерений;
- предоставление доступа ИВК к данным о состоянии средств измерений;
- предоставление доступа ИВК к данным о состоянии объектов



измерений;

- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;

- диагностику работы технических средств;

- хранение результатов измерений;

- хранение данных о состоянии средств измерений;

- хранение данных о состоянии объектов измерений;

- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;

- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

Технические характеристики ТК16Б.31:

- основные интерфейсы - RS-232 (2), RS-422/485 (4), Ethernet (2);

- напряжение питания 85-265 В;

- потребляемая мощность 20ВА;

- рабочий диапазон температур от минус 20 до плюс 60°С;

- средняя наработка на отказ не менее 55000 ч.;

- срок службы не менее 10 лет.

Данные измерительной информации хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен автоматический старт УСПД после прерываний питания. В процессе работы изделия возможны сбои или перерывы в электропитании. При этом все параметры и собранные данные сохраняются. После восстановления питания перезапуск изделия проходит автоматически, с переходом к нормальному функционированию и сбору пропущенных данных от счетчиков.

### **3.6 Шлюз E-422**

Применяется для удаленного опроса счетчиков электроэнергии по интерфейсу RS - 422/485, считывания и хранения показаний счетчиков с привязкой к текущему местному времени соответствующего часового пояса,

скорректированному с учетом летнего или зимнего времени, и передачей измеренных значений в АИИС по сети Ethernet.

Внешний вид шлюза представлен на рисунке 4 [14].



Рисунок 4 - Шлюз E-422

Основные функции:

- сбор информации со счетчиков электроэнергии;
- предварительная обработка принимаемой информации;
- передача информации на верхние уровни;
- подача команд телеуправления;
- хранение данных (опционально);
- регистрация событий в журнале устройства;
- передача данных на КПК.

Технические характеристики E-422:

- максимальное число счетчиков для опроса - 32;
- напряжение питания 18-36 В;
- потребляемая мощность 10ВА;
- рабочий диапазон температур от минус 40 до плюс 60°С;
- средняя наработка на отказ не менее 50000 ч.;
- срок службы не менее 10 лет.

### **3.7 Система обеспечения единого времени**

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени с точностью не хуже  $\pm 5,0$  с/сутки. Для обеспечения единства измерений на ОРЭ используется единое календарное время. В СОЕВ входят все средства измерений времени (таймеры счетчиков, ИВКЭ) и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. В СОЕВ входит также устройство синхронизации системного времени (УССВ).

В качестве УССВ используется радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (ЗАО «НПФ Прорыв»). Устройство предназначено для приема эталонных сигналов частоты и времени, передаваемых спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS и выдачи информации о времени в объеме, соответствующем ГОСТ 8.515-84. Обмен данными с автоматизированной системой РСТВ-01-01 производит по сети Ethernet.

Технические характеристики РСТВ-01-01:

- пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта импульсов 1 с относительно шкалы UTC (SU) -  $\pm 0.1$  мкс;
- основные интерфейсы - RS-232 (1), RS-422/485 (2), Ethernet (1)
- напряжение питания 18-36 В;
- потребляемая мощность 10ВА;
- рабочий диапазон температур от минус 40 до плюс 60°С;

- средняя наработка на отказ не менее 55000 ч.;
- срок службы не менее 12 лет.

Изделие сохраняет свои технические характеристики при непрерывной круглосуточной работе.

## **4 Описание функционирования АИИС КУЭ подстанции «Левобережная»**

### **4.1 Функционирование системы**

Разрабатываемая АИИС КУЭ представляет собой комплекс программно-технических средств, состоящих из:

- первичных преобразователей - трансформаторов тока и напряжения;
- средств учета - цифровых счетчиков электроэнергии;
- устройств сбора и передачи данных;
- каналов связи УСПД с первичными средствами учета;
- сервера баз данных, предназначенного для долговременного хранения коммерческой информации по учету электроэнергии (расположен в ЦСОД ФСК ЕЭС);
- автоматизированного рабочего места;
- канала связи УСПД с сервером БД;
- средств синхронизации системного времени;
- средств программного обеспечения счетчиков, УСПД, АРМ.

Функционирование всего комплекса осуществляется следующим образом.

В нормальном режиме информация о потреблении или выдаче электроэнергии поступает на вход счетчика в виде токов и напряжений, пропорциональных токам и напряжениям в линии с трансформаторов тока, установленных на линии, и трансформатора напряжения, установленного на секции шин, питающей это присоединение.

Электронные счетчики преобразуют эту информацию в цифровой вид и используют преобразованные данные для расчетов. Счетчик позволяет вести два четырехканальных независимых массива профиля мощности.

Совокупность технических средств, объединяющая измерительные трансформаторы тока и напряжения, линии связи трансформаторов тока и

напряжения со счетчиком и сам счетчик, представляет собой измерительно-информационный комплекс (ИИК).

Каждые полчаса, по запросу с УСПД или сервера БД ПС, ИИК предоставляет требуемую информацию для обработки и хранения в базе данных. По запросу с сервера базы данных ИВК, с периодичностью 1 раз в 30 минут, сервер БД ПС предоставляет информацию на вышестоящий уровень. При отказе сервер БД ПС передачу информации осуществляет УСПД.

Раз в сутки программное обеспечение, установленное на сервере ИВК, формирует и отправляет файл в формате XML, содержащий информацию о получасовой потребленной и выданной электроэнергии по каждому из направлений, всем заинтересованным субъектам ОРЭ.

В аварийном режиме, при выходе из строя отдельных компонентов системы, либо каналов связи предусмотрен сбор информации непосредственно со счетчиков, посредством переносного инженерного пульта, с последующей загрузкой ее в базу данных ИВК.

#### **4.2 Состав процедур (операций). Обеспечение взаимосвязи и совместимости процессов автоматизированной и неавтоматизированной деятельности**

Автоматизированная деятельность. При описании деятельности по коммерческому учёту электрической энергии с помощью АИИС КУЭ ПС 220 кВ Левобережная, можно выделить следующие процедуры (операции):

- автоматическое проведение измерений и сбор данных с электрических счётчиков в ИВКЭ;
- запись данных в БД ИВКЭ;
- контроль полноты данных в ИВКЭ;
- обработка данных в ИВКЭ;
- передача данных в ИВК;
- синхронизация времени в ИИК, ИВКЭ.

Неавтоматизированная деятельность предусмотрена в случае повреждения постоянных линий связи с ИВКЭ или ИВК.

Неавтоматизированная деятельность заключается в сборе показаний счетчиков с помощью переносного инженерного пульта и передаче этих данных в ИВК.

Поскольку неавтоматизированная деятельность связана только с передачей данных и не связана с обработкой данных, неавтоматизированная деятельность не ухудшает метрологических характеристик системы.

## **5 Описание постановок задач АИИС КУЭ**

### **5.1 Характеристика комплекса задач**

Главной задачей АИИС КУЭ ПС 220кВ «Левобережная» является автоматизированный коммерческий учёт электроэнергии и мощности по всем расчетным и техническим точкам учета, а также передача информации в ПАО «ФСК ЕЭС».

Периодичность и продолжительность решения задач коммерческого учёта задается пользователями, имеющими соответствующий допуск.

В результате функционирования АИИС КУЭ ПС 220кВ «Левобережная» реализуются следующие комплексы задач:

- сбор первичной информации в точках учета электроэнергии (измерение активной и реактивной энергии в точке учета и обеспечение доступа к результатам измерений) и ее обработка;

- обеспечение интерфейсов доступа к этой информации и организация передачи информации в ИВК;

- формирование архивов результатов измерений, ведение журналов событий о состоянии средств измерений;

- а) ведение журнала событий о состоянии ИИК;

- б) формирование профиля нагрузки 30 минутных значений;

- в) формирование архива измеренных величин;

- г) формирование архива технической и служебной информации;

- синхронизация времени:

- а) синхронизация времени по каждому ИИК;

- б) синхронизация времени в ИВКЭ.

### **5.2 Перечень объектов, при управлении которыми решают комплекс задач**

Объектами, при управлении которыми автоматизированной системой



решается комплекс задач, являются:

- процесс обработки данных;
- процесс хранения данных;
- процесс передачи информации в смежные системы ОРЭ;
- процесс контроля работоспособности КТС АИИС;
- процесс контроля достоверности информации;
- процесс ведения единого календарного времени.

### **5.3 Периодичность решения комплекса задач**

Периодичность и продолжительность решения функциональных задач приведена в приложении В.

### **5.4 Условия, при которых прекращается решение комплекса задач автоматизированным способом**

Решение комплекса задач автоматизированным способом прекращается частично в случае отказа одного из уровней системы. Решение комплекса задач автоматизированным способом прекращается полностью в случае отказа одновременно 2-х уровней системы.

### **5.5 Входная информация**

Вид и состав входной информации зависит от уровня иерархии технических и информационных средств. Перечень входной информации для различных уровней приведен в приложении Г.

### **5.6 Выходная информация**

Вид и состав выходной информации зависит от уровня иерархии технических и информационных средств. Перечень выходной информации для различных уровней приведен в приложении Д.

## **6 Информационное обеспечение**

### **6.1 Состав информационного обеспечения**

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- о составе персонала обслуживающего АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми

выполняются те или иные действия в процессе работы системы.

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ИВКЭ обеспечивает хранение коммерческой и технической информации АИИС КУЭ не менее 4 лет.

### **6.2 Организация информационного обеспечения**

Информационное обеспечение делится на немашинное и внутримашинное.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ ПС 220кВ «Левобережная» изображена на рисунке 5.



Рисунок 5 - Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ ПС 220кВ «Левобережная»

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС и выполнения всех возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС, находятся на «жестких» дисках сервера ИВК ПАО «ФСК ЕЭС», АРМов на ПС.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных ИВК.

Внемашинная информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);
- эксплуатационную документацию;
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

## **7 Метрологическое обеспечение**

### **7.1 Требования к погрешности измерений**

Измерения электроэнергии и мощности осуществляются с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электроэнергии, устройством сбора и передачи данных и линиями присоединения счетчиков к трансформаторам напряжения (ТН) и трансформаторам тока (ТТ).

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии принимают, согласно [9], предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ на энергообъектах и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ должны соответствовать нормам, указанным в приложении Е.

### **7.2 Методы измерений**

Измерения электроэнергии выполняют интегрированием по времени мощности контролируемого присоединения (объекта учета) при помощи счетчика электроэнергии типа ZMD402СТ41.0467. Метод измерений мощности основан на вычислении усреднённых на интервале фиксированного измерительного окна значений мощности по выборкам мгновенных величин тока и напряжения параллельно по шести каналам измерения. Результаты измерения электроэнергии и мощности, получаемые в виде аналоговых сигналов, выводятся на дисплей счетчиков в цифровом виде.

### **7.3 Условия измерений**

При выполнении измерений по данной методике параметры контролируемых присоединений и условия применения средств измерения должны находиться в допускаемых границах, указанных в приложении Ж.

## 7.4 Выбор проводов цепей напряжения по допустимому падению напряжения

Сечения проводов и кабелей в цепях напряжения счетчиков (п. 1.5.19 ПУЭ) выбраны такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25% номинального напряжения.

Расчет потерь напряжения во вторичных цепях измерительных ТН ведется без учета реактивной составляющей сопротивления, так как разводка цепей напряжения внутри здания выполняется медным кабелем и обеспечивает  $\cos \varphi$  лучше 0,8.

Счетчики подключены по схеме «Звезда с нулем». При этом расчет можно проводить для одной отдельно взятой фазы (все три фазы симметрично одинаковы). При такой схеме в нулевом проводе все токи компенсируются и результирующая равна нулю (ток не протекает), поэтому в расчете потерь учитываются только фазные провода.

Зная мощность, потребляемую одной фазой счетчика, определяется ток фазы:

$$I_{\phi} = \frac{S_{сч}}{U_{\phi}},$$

где:  $S_{сч}$  - мощность, потребляемая счетчиком по одной фазе ( $S_{сч} = 1,3 \text{ ВА}$ );

$U_{\phi}$  - фазное напряжение ( $U_{\phi} = 100/1,73 = 57,8 \text{ В}$ ).

Зная норматив на величину потерь напряжения во вторичной цепи измерительного ТН, определяется численное значение максимально допустимой потери напряжения:

$$U_{ном} = U_{\phi} \cdot N_{ном} / 100,$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение ( $U_{\phi} = 57,8 \text{ В}$ );

$N_{ном}$  – норматив на величину потерь по ПУЭ ( $N_{ном} = 0,25 \%$ );

$$U_{ном} = 57,8 \cdot 0,25/100 = 0,144 \text{ В}.$$

По результатам вычислений определяется максимально допустимое сопротивление кабеля:

$$R_{\text{пров}} = U_{\text{ном}} / (N \cdot I_{\phi}),$$

где  $N$  – количество подключений к ТН.

Определение допустимого сечения кабеля проводится по следующему выражению:

$$F_{\text{пров}} = \rho \cdot L_{\text{пров}} / R_{\text{пров}},$$

где  $L_{\text{пров}}$  – длина кабеля;

$\rho$  – удельная проводимость материала проводов (0,0175 для меди).

Выбор сечений произведен согласно требованию пункта 1.5.19 ПУЭ (7-ое изд.) «О выборе сечений и длин кабелей в цепях напряжения по условию потери напряжения» и пункта 3.4.4 ПУЭ (7-ое изд.) «О выборе сечений кабеля вторичных цепей по условию механической прочности».

Счетчики 10 кВ устанавливаются в ячейках РУ, где также установлены и ТН, поэтому потеря напряжения в проводах будет значительно ниже допустимой.

Результаты расчётов потери напряжения и проверки фактической нагрузки трансформаторов напряжения приведены в приложении 3.

Расчет показал, что фактическая нагрузка трансформаторов напряжения оказалась меньше требуемой по [2]. Для обеспечения работы ТН в заданном классе точности необходимо увеличить нагрузку во вторичной цепи. Для этого используются догрузочные сопротивления. Расчёт догрузочных сопротивлений произведён согласно МИ 3023-2006.

Для ТН-220кВ:  $S_{\text{ном}} = 30 \text{ ВА}$ ,  $S_{\text{нагр}} = 5,2 \text{ ВА}$ ,  $S_{\text{доб}} = 10 \text{ ВА}$

Для ТН-110кВ:  $S_{\text{ном}} = 100 \text{ ВА}$ ,  $S_{\text{нагр}} = 7,8 \text{ ВА}$ ,  $S_{\text{доб}} = 30 \text{ ВА}$

Догрузочные сопротивления устанавливаются непосредственно у трансформаторов напряжения и не влияют на потери напряжения в измерительных цепях.

## 7.5 Выбор кабелей вторичных цепей и проверка нагрузки ТТ

Для работы в заданном классе точности фактическая нагрузка вторичной обмотки ТТ должна удовлетворять следующим условиям:

$$0,25S_{\text{ТТ}} \leq S_{\text{факт}} \leq S_{\text{ТТ}},$$

где  $S_{\text{ТТ}}$  – номинальная мощность обмотки ТТ (ВА).

Расчётная нагрузка ТТ определяется по формуле:

$$S_{\text{факт}} = (I_{\text{втор}})^2 / Z_2,$$

где  $I_{\text{втор}}$  – номинальный вторичный ток ТТ;

$Z_2$  – полная внешняя нагрузка на ТТ.

Полная внешняя нагрузка на ТТ рассчитывается по формуле:

$$Z_2 = R_{\text{пр}} + R_{\text{приб}} + R_{\text{перех}},$$

где  $R_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов;

$R_{\text{приб}}$  – входное сопротивление прибора (счётчика);

$R_{\text{перех}}$  – переходное сопротивление контактов (0,05 Ом).

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \rho \cdot L_{\text{пров}} / F_{\text{пров}}.$$

Для подключения счетчиков к измерительным трансформаторам тока выбираем контрольные кабели с сечением жил 2,5 мм<sup>2</sup>. Выбор сечений произведен согласно требованию пункта 3.4.4 ПУЭ (7-ое изд.) «О выборе сечений кабеля вторичных цепей по условию механической прочности».

Расчет показал, что фактическая нагрузка трансформаторов тока оказалась меньше требуемой по [5]. Для обеспечения работы ТТ в заданном классе точности необходимо увеличить нагрузку во вторичной цепи. Расчет догрузочных сопротивлений произведен согласно МИ 3022-2006.

Результаты расчетов и проверки фактической нагрузки трансформаторов тока приведены в приложении И.

## 7.6 Выполнение измерений

С помощью устройства сбора и передачи данных и центрального вычислительного устройства при выполнении измерений автоматически фиксируют:

- сигналы измерительной информации на выходах измерительных каналов АИИС КУЭ;
- календарную дату выполнения измерений;
- наименование канала учета;
- номер измерительного канала;
- номер наблюдения на контролируемом присоединении;
- календарное время выполнения измерений;
- учётный период или интервальное значение времени измерений.

### 7.7 Обработка результатов измерений

Обработку результатов измерений электроэнергии выполняют следующим образом. Значение электроэнергии за учётный период вычисляют автоматически по разности показаний на выходе измерительного канала. Баланс электроэнергии вычисляется по подстанции и отдельно по шинам всех классов напряжений. Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении электроэнергии  $\delta_{ИК}$  вычисляют по формуле:

$$\delta_{ИК} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{pI}^2 + \delta_{pU}^2 + \delta_{pл}^2 + \delta_{p\theta}^2 + \delta_{орсч}^2 + \sum \delta_{рсчj}^2},$$

где  $\delta_{pI}$  – погрешность ТТ в процентах;

$\delta_{pU}$  - погрешность ТН в процентах;

$\delta_{pл}$  – погрешность, вызванная потерями напряжения в линии присоединения счётчика к ТН;

$\delta_{орсч}$  – основная относительная погрешность счётчика;

$\delta_{p\theta}$  – погрешность схемы подключения счётчика за счёт угловых погрешностей ТТ и ТН;

$\delta_{рсчj}$  – дополнительная погрешность счётчика от j-го влияющего фактора.



Погрешность  $\delta_{p\theta}$  при измерениях активной энергии вычисляют по формуле:

$$\delta_{p\theta} = 0,0291 \cdot \theta \operatorname{tg}\varphi;$$

$$\theta = \pm \sqrt{\theta_{pI}^2 + \theta_{pU}^2},$$

где  $\theta_{pI}$  – угловая погрешность ТТ (мин);

$\theta_{pU}$  – угловая погрешность ТН (мин);

$\varphi$  – угол сдвига между векторами тока и напряжения контролируемой сети (град).

Погрешность  $\delta_{p\theta}$  при измерениях реактивной энергии вычисляют по формуле:

$$\delta_{p\theta} = 0,0291 \cdot \theta (1/\operatorname{tg}\varphi).$$

Дополнительные погрешности электронных счетчиков нормированы для следующих влияющих величин: изменение температуры окружающего воздуха при отклонении от нормального  $t_{\text{норм}}$  до любого значения  $t$  в пределах рабочих условий, отклонение частоты  $\Delta f < 2,5$  Гц от нормального значения 50 Гц, воздействие внешнего магнитного поля индукции 5 мТ. При этом определяются наибольшие возможные значения дополнительных погрешностей электронного счетчика:

$$\delta_{\text{рсч1}} = \delta_{\text{рсчт}} = 0,05\delta_{\text{сч}} \Delta t, \%$$

$$\delta_{\text{рсч2}} = \delta_{\text{рсчf}} = 0,5\delta_{\text{сч}}, \%$$

$$\delta_{\text{рсч3}} = \delta_{\text{рсч магн}} = \delta_{\text{сч}}, \%.$$

Счётчик находится в закрытом отапливаемом помещении, поэтому для расчётов выбираем  $\Delta t = 10^\circ\text{C}$ .

## 7.8 Трансформаторы тока

Согласно ГОСТ 7746-2001 пределы допускаемых токовой  $\delta_I$ , угловой  $\theta_I$  погрешностей ТТ классов точности 0,2S и 0,5S при измерениях в рабочих условиях применения при установившемся режиме соответствуют значениям:

для трансформатора тока класса точности 0,2S:

$$\delta_I = \pm 0,35 \%, \theta_I = \pm 15 \text{ мин при } I_1 = (5 \dots 20) \% \text{ от } I_{1\text{НОМ}};$$

$$\delta_I = \pm 0,2 \%, \theta_I = \pm 10 \text{ мин при } I_1 = (20 \dots 120) \% \text{ от } I_{1\text{НОМ}};$$

для трансформатора тока класса точности 0,5S:

$$\delta_I = \pm 0,75 \%, \theta_I = \pm 45 \text{ мин при } I_1 = (5 \dots 20) \% \text{ от } I_{1\text{НОМ}};$$

$$\delta_I = \pm 0,5 \%, \theta_I = \pm 30 \text{ мин при } I_1 = (20 \dots 120) \% \text{ от } I_{1\text{НОМ}}.$$

## 7.9 Трансформаторы напряжения

Согласно ГОСТ 1983-2001 пределы допускаемых погрешности напряжения  $\delta_U$  и угловой погрешности  $\theta_U$  трансформаторов напряжения при измерениях в рабочих условиях при установившемся режиме работы соответствуют значениям:

для трансформатора напряжения класса точности 0,2:

$$\delta_U = \pm 0,2 \%, \theta_U = \pm 10 \text{ мин};$$

для трансформатора напряжения класса точности 0,5:

$$\delta_U = \pm 0,5 \%, \theta_U = \pm 20 \text{ мин}.$$

## 7.10 Счётчики электроэнергии

Данные о погрешностях электронных счётчиков с классом точности 0,2S, 0,5S берутся на основании [3] и сведены в приложении К.

Дополнительная погрешность счетчика при изменении напряжения берется равной пределу изменения погрешности при изменении напряжения для  $\cos = 0,8$  инд. из [3].

Дополнительная погрешность счетчика при изменении напряжения равняется  $\delta_{CU} = 0,14 \%$  для счетчиков класса точности 0,2S и  $\delta_{CU} = 0,28 \%$  для счетчиков класса точности 0,5S при изменении напряжения в пределах  $\pm 10 \%$ .

Т.к. счетчики электроэнергии расположены на значительном расстоянии от реакторов, силовых трансформаторов и других источников электромагнитного поля, то дополнительная погрешность от внешнего магнитного поля очень мала, и ее можно не учитывать.

### **7.11 Устройство сбора и передачи данных**

Поскольку УСПД (ТК16L.31) использует данные счетчика, переданные ей в цифровом коде, используя при этом цифровой интерфейс, то погрешности перевода числа импульсов и погрешности накопления информации нет. Суммарная погрешность УСПД равняется сумме среднесуточной погрешности измерения текущего календарного времени и погрешности рассинхронизации при измерениях текущего календарного времени. Суммарная погрешность УСПД составляет 0,002%, что пренебрежительно мало и в итоговый расчет погрешности не входит.

## 8 Расчёт показателей надежности

Надежность автоматизированных информационно - измерительных систем контроля и учета электроэнергии является одной из основных их характеристик. Однако строгой единой методики оценки надежности работы АИИС КУЭ на различных этапах её функционирования не существует. Необходимо также учитывать специфику данной АИИС КУЭ.

При условии стабильной нагрузки и учета электроэнергии интеллектуальными счетчиками электроэнергии можно определить величину потребленной электроэнергии за заданный интервал времени. По этим данным, при отказе любого из счетчиков, в договоре на электроснабжение должен быть определен порядок (методика) расчета потребленной электроэнергии и сроки передачи расчетных сведений при его отказе. Значение ущерба от единичного отказа АИИС КУЭ, в таком случае будет минимальным.

При отказе элемента системы обработки данных сбор данных осуществляется эксплуатационным персоналом непосредственно со счетчиков.

При отказе элемента системы передачи данных используется резервный канал связи.

Заложенное в проект АИИС КУЭ ПС 220кВ «Левобережная» оборудование разработано для удовлетворения жестких требований надежности за счет следующих аспектов:

- прочная механическая конструкция;
- защищенность от электрических помех;
- высококачественные компоненты;
- проверенные в эксплуатации электронные блоки;
- полностью проверенное программное обеспечение;
- полный комплект документации на систему;
- отображение сообщений об ошибках;
- быстрая замена дефектных модулей;
- гарантийное и послегарантийное обслуживание.

## 8.1 Требования к надёжности

В соответствии с техническими требованиями представлены следующие требования по надёжности для компонентов АИИС.

Значения показателей надёжности счетчиков электроэнергии рекомендуется иметь не ниже заданных:

- средняя наработка на отказ  $T_0$  не менее 35 000 часов;
- среднее время восстановления  $T_B$  не более 168 часов.

Значения показателей надёжности ИВКЭ рекомендуется иметь не ниже заданных:

- средняя наработка на отказ  $T_0$  не менее 35 000 часов;
- среднее время восстановления  $T_B$  не более 24 часа.

Значения показателей надёжности СОЕВ рекомендуется иметь не ниже заданных:

- коэффициент готовности  $K_T = 0,95$ ;
- среднее время восстановления  $T_B$  не более 168 часов.

Надёжность ИИК, определяется как совокупность надёжности измерительных трансформаторов и счетчика электроэнергии. В качестве показателей надёжности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с [2] и [5], выбираются средний срок службы и средняя наработка до отказа.

При организации каналов связи между ИИК и ИВКЭ рекомендуется обеспечить:

- коэффициент готовности  $K_T = 0,95$ .

При организации каналов связи между ИВКЭ и ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» рекомендуется обеспечить:

- коэффициент готовности  $K_T = 0,95$ .

Установленный полный срок службы АИИС ПС 220кВ «Левобережная» – не менее 20 лет (175200 часов).

Все оборудование АИИС КУЭ должно иметь схему электропитания, обеспечивающую работоспособность для сохранения полученной информации при кратковременных перерывах электропитания и отклонениях напряжения от номинального не более  $\pm 20\%$ .

### 8.1 Методика расчёта показателей надежности

Основными характеристиками надежности, рассчитываемыми в данном разделе, являются: средняя наработка до отказа ( $T_0$ ) и коэффициент готовности ( $K_G$ ).

Интенсивность отказов элемента определяется по формуле (1):

$$\lambda = 1/T_0. \quad (1)$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле (2):

$$K_G = T_0/(T_B + T_0), \quad (2)$$

где  $T_B$  – время восстановления.

Интенсивность отказов  $n$  - нескольких одинаковых элементов рассчитывается по формуле (3):

$$\lambda_n = n \lambda_i. \quad (3)$$

Интенсивность отказов системы как сумма интенсивностей отказов всех элементов системы рассчитывается по формуле (4):

$$\lambda_{АИИС} = \sum_{i=1}^n \lambda_i. \quad (4)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле (5):

$$\lambda = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (5)$$

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле (6):

$$T_{0АИИС} = 1/\lambda_{АИИС}. \quad (6)$$

При расчете показателей надежности считается, что элементы соединены последовательно.

## **8.2 Проверка выполнения требований по надежности элементов АИИС КУЭ**

Исходные данные для расчета показателей надежности АИИС КУЭ ПС 220кВ «Левобережная» приведены в приложении Л.

В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока установлены средняя наработка до отказа 4000000 часов и средний срок службы 25-30 лет. Таким образом, измерительные трансформаторы тока соответствуют установленным требованиям по надежности [5].

В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов напряжения установлены средний срок службы 30 лет и средняя наработка до отказа 4000000. Таким образом, измерительные трансформаторы напряжения соответствуют установленным требованиям по надежности [2].

Средняя наработка на отказ счетчиков ZMD402СТ 41.0467 составляет 70000 часов, что выше значения  $T_0 = 35000$  часов, установленного в технических требованиях по надежности.

Для расчетов принимаем время восстановления 2 часа, что соответствует требованиям Приложения № 11.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка с учетом наличия ЗИП (запасное имущество и принадлежности).

Используемый в ИВКЭ УСПД типа ТК16L.31 имеет среднюю наработку на отказ, равную 55000 часов. Для расчетов принимаем время восстановления

24 часа, что соответствует требованиям Приложения № 11.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка с учетом наличия ЗИП.

Средняя наработка на отказ коммуникационных устройств ТКУ и ЦКУ составляет 35000 часов. Среднее время восстановления 24 часа, что соответствует требованиям Приложения № 11.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка с учетом наличия ЗИП.

Средняя наработка на отказ устройства синхронизации времени РСТВ-01 составляет 55000 часов. Среднее время восстановления 24 часа. Коэффициент готовности, рассчитанный по формуле (2), составляет 0,9996, что выше значения  $K_T = 0,95$  в требованиях по надежности, изложенных в технических требованиях. Таким образом, РСТВ-01, применяемое в АИИС КУЭ, соответствует установленным требованиям по надежности.

Каналы связи между ИИК и ИВКЭ состоят только из кабельной продукции, и не включают в свой состав какое-либо оборудование. Принимая, что физический износ кабелей очень маленький, расчет показателей надежности каналов связи между ИИК и ИВКЭ не производится.

Средняя наработка на отказ GSM-модема Conel ER75i составляет 705369 часов. Среднее время восстановления GSM-модема Conel ER75i – 24 часа.

Средняя наработка на отказ спутникового VSAT-терминала составляет 100000 часов; коэффициент готовности 0,99998, что выше заданного в требованиях по надежности коэффициента готовности 0,95.

Надежность основного канала связи между ИВКЭ и ИВК ПАО «ФСК ЕЭС» зависит от надежности Switch-коммутатора и оборудования ЕТССЭ, обеспечивающего выделенный канал связи, удовлетворяющий требованиям по надежности и скорости передачи данных.

Оборудование ЕТССЭ и канал передачи данных ЕТССЭ удовлетворяет техническим требованиям. Поэтому проектная оценка надежности основного канала связи ограничивается оценкой надежности Switch-коммутатора, как основного канала связи.



Среднее время восстановления основного канала связи между ИВКЭ и ИВК ПАО «ФСК ЕЭС» составляет 24 часа. Средняя наработка на отказ Switch-коммутатора составляет 363000 часов. Коэффициент готовности рассчитывается по формуле (2) и составляет 0,99993, что выше требуемого значения 0,95.

### 8.3 Расчет показателей надежности АИИС КУЭ

Результаты расчета показателей надежности АИИС КУЭ представлены в приложении М.

Коэффициент готовности АИИС КУЭ определяется по формуле (2):

$$K_{Г-АИИС} = T_{0-АИИС} / (T_{Вмакс} + T_{0-АИИС}),$$

где  $T_{Вмакс}$  – максимальное время восстановления элемента (берётся 24 часа для канала связи).

Таким образом, расчетные (прогнозируемые) значения показателей надежности АИИС КУЭ составляют:

$$\lambda_{АИИС} = 597,61 \cdot 10^{-6} / \text{ч};$$

$$T_{0-АИИС} = 1 / \lambda_{АИИС} = 1673,3 \text{ ч};$$

$$K_{Г-АИИС} = 0,986.$$

## **9 Соответствие проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожарной безопасности и т.п.**

Все внешние элементы технических средств АИИС КУЭ, находящиеся под напряжением, имеют защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства занулены (заземлены).

Технические средства АИИС КУЭ устанавливаются так, чтобы обеспечивалась их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание.

В помещении все металлические конструкции токопроводящих устройств присоединены к контуру заземления. Работу без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них в электроустановках с напряжением до 1000В производят стоя на диэлектрическом коврике, применяя инструмент с изолирующими рукоятками, а также используя диэлектрические перчатки. До начала работ выполняются технические и организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работающих.

Электрические цепи силовых и других линий, а также электроустановки должны быть смонтированы по правилам ПУЭ на напряжение до 1000В и соответствовать ГОСТ 12.1.019-79.

Для питания компьютеров и другой вычислительной техники используется трехпроводная сеть с защитным заземлением и соответствующие розетки и вилки.

Изоляцией токоведущих частей обеспечивается защита от прямого прикосновения.

Защита от косвенного прикосновения обеспечивается заземлением.

Все монтажные работы должны проводиться квалифицированным персоналом.

## Заключение

В выпускной квалификационной работе разработана система АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Левобережная», предназначенная для осуществления автоматизации процесса коммерческого учета электроэнергии и мощности, а также для контроля распределения и потребления электроэнергии и мощности, проходящей через все присоединения ПС с целью получения на всех уровнях управления точной, достоверной и легитимной информации при проведении расчетов на федеральном ОРЭ и мощности, а также для расчетов на розничном рынке электроэнергии и мощности.

Приведена характеристика объекта автоматизации, а также основные технические решения.

Рассмотрена структура комплекса технических средств. Техническое обеспечение АИИС КУЭ ПС 220кВ Левобережная включает в себя ИИК, ИВКЭ с функциями ИВК, СОЕВ, каналобразующую аппаратуру, каналы связи.

Описаны задачи АИИС КУЭ. Главной задачей АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Левобережная» является автоматизированный коммерческий учёт электроэнергии и мощности по всем расчетным и техническим точкам учета, а также передача информации в ПАО «ФСК ЕЭС».

Проработан состав, а также организация информационного обеспечения.

Рассчитано метрологическое обеспечение. Произведён выбор проводов цепей напряжения по допустимому падению напряжения и Выбор кабелей вторичных цепей и проверка нагрузки ТТ.

Произведён расчёт показателей надёжности. По полученным результатам можно сделать следующее заключение: АИИС КУЭ ПС 220кВ «Левобережная» соответствует техническим требованиям по надёжности, установленным ОАО «АТЭС». Элементы выбраны с запасом по надёжности.

Рассмотрено соответствие проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожарной безопасности и т.п.

## Список использованных источников

1. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения. - Взамен МИ 2438-97; введ. 2003-03-01. - Москва: - Изд-во стандартов, 2002. – 15 с.
2. ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические требования. – Взамен ГОСТ 1983-89; введ. 2003-01-01. - Москва: Стандартиформ, 2006. – 35 с.
3. ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S. – Взамен ГОСТ Р 52323-2005; введ. 2014-01-01. – Москва: Стандартиформ, 2013. – 20 с.
4. ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. – Взамен ГОСТ 52425-2005; введ. 2014-01-01. - Москва: Стандартиформ, 2013. – 24 с.
5. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия. – Взамен ГОСТ 7746-89; введ. 2003-01-01. - Москва: - Изд-во стандартов, 2002. – 33 с.
6. Латышенко, К.П. Автоматизация измерений, испытаний и контроля [Текст]: учебник / К.П. Латышенко. – Москва: Издательский центр «Академия», 2012. - 320 с.
7. Распределитель канальный РК2 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.proryv.com/equipment/raspredel/pk-2>, свободный.
8. РД 153-34.0-11.209-99. Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности. - Москва: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2000. – 78 с.
9. РД 34.11.114-98. Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования. – Москва, 1997. – 15 с.
10. РД 34.11.333-97. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии. – Москва: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 1999. – 44 с.

11. РД 34.11.334-97. Типовая методика выполнения измерений электрической мощности. - Москва: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 1999. – 32 с.
12. РД 34.11.408-91. Типовая программа метрологической аттестации каналов телеизмерений оперативно-информационного комплекса автоматизированной системы диспетчерского управления. – Москва, 1993. – 42 с.
13. Шишов, О.В. Технические средства автоматизации и управления [Текст]: учебное пособие / О.В. Шишов. – Москва: ИНФРА-М, 2012. - 397 с.
14. Шлюз Е-422 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.proryv.com/equipment/controllers/e4-2-2>, свободный.
15. Csanyi, E. 7 Practical Tips For Installing a Good Measuring System, Electrical Engineering Portal [Электронный ресурс] / E. Csanyi. – Режим доступа: <http://electrical-engineering-portal.com/7-practical-tips-for-installing-a-good-measuring-system>, свободный.
16. Csanyi, E. 9 Reasons For Automation Of Manufacturing Processes, Electrical Engineering Portal [Электронный ресурс] / E. Csanyi. – Режим доступа: <http://electrical-engineering-portal.com/9-reasons-for-automation-of-manufacturing-processes>, свободный.
17. Csanyi, E. Hardware Implementation of Substation Control and Automation, Electrical Engineering Portal [Электронный ресурс] / E. Csanyi. – Режим доступа: <http://electrical-engineering-portal.com/hardware-implementation-of-substation-control-and-automation>, свободный.
18. Csanyi, E. Requirements and Functions of Substation Automation, Electrical Engineering Portal [Электронный ресурс] / E. Csanyi. – Режим доступа: <http://electrical-engineering-portal.com/requirements-and-functions-of-substation-automation>, свободный.
19. Csanyi, E. Why modern buildings MUST have energy metering and monitoring system [Электронный ресурс] / E. Csanyi. – Режим доступа: <http://electrical-engineering-portal.com/why-modern-buildings-must-have-energy-metering-and-monitoring-system>, свободный.
20. ТК16L.31 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.proryv.com/equipment/controllers/Tk16l31>, свободный.

## Приложение А

Таблица А1 – Перечень точек учёта

Точка учета	Наименование присоединения	Тип счетчика	Измеряемая энергия	класс точности	$K_{тт}$	$K_{тн}$	Вид учета
<b>ОРУ-220кВ</b>							
1	ВЛ-220кВ Волжская-1	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	1000/1	$\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
2	ВЛ-220кВ Волжская-2	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	1000/1	$\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
3	ВЛ-220кВ ВА3-1	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	1000/1	$\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
4	ВЛ-220кВ ВА3-2	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	1000/1	$\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
5	ШСВ-220кВ	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	1500/1	$\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	Т
6	Ввод 220кВ АТ- 2	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	1500/1	$\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	Т
7	Ввод 220кВ АТ- 1	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	1500/1	$\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	Т
8	ВЛ-220кВ Васильевская-1	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	1000/1	$\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	Т
<b>КРУЭ-110кВ</b>							
9	ВЛ-110кВ Левобережная-1	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	400/1	$\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
10	ВЛ-110кВ Левобережная-2	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	600/1	$\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
11	ВЛ-110кВ Левобережная-3	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	400/1	$\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
12	ВЛ-110кВ Ставрополь-1	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	400/1	$\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
13	ВЛ-110кВ Ставрополь-2	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	400/1	$\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К

## Продолжение таблицы А1

14	ВЛ-110кВ Ставрополь-3	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	600/1	$\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
15	ВЛ-110кВ Ставрополь-4	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	400/1	$\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
16	ВЛ-110кВ Комсомольская- 3	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	400/1	$\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
17	ВЛ-110кВ Комсомольская- 4	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	400/1	$\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
18	ВЛ-110кВ Химзавод -3	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	400/1	$\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
19	ВЛ-110кВ Химзавод -4	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	400/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
20	ВЛ-110кВ ЭТЗ	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	400/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
21	ВЛ-110кВ МИС	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	400/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
22	ВЛ-110кВ Восточная -1	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	400/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
23	ВЛ-110кВ Восточная -2	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	400/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
24	ВЛ-110кВ ВДНСК	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	400/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
25	Секц. выключатель (секц. 1и 2)	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	1500/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	Т
26	Секц. выключатель (секц. 3и 4)	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	1500/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	Т
27	Ввод АТ-1 110кВ (секц.3)	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	1500/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	Т
28	Ввод АТ-1 110кВ (секц.1)	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	1500/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	Т
29	Ввод АТ-2 110кВ (секц.4)	ZMD402CT 41.0467	2A+2P	0,2S	1500/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	Т

Продолжение таблицы А1

30	Ввод АТ-2 110кВ (секц.2)	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	1500/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	Т
31	ВЛ-110кВ Синтезкаучук -1	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	400/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
32	ВЛ-110кВ Синтезкаучук -2	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	400/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
КРУ-10кВ							
33	ТЧН-1	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	100/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
34	ТЧН-2	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	100/1	$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	К
РУ-0,4кВ							
35	ТЧН-1 0,4кВ	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	1000/5		Т
36	ТЧН-2 0,4кВ	ZMD402CT 41.0467	2А+2Р	0,2S	1000/5		Т



## Приложение Б

Таблица Б1 – Состав оборудования АИИС КУЭ

№№ ПП	Наименование оборудования	Тип	Кол-во, шт	Примечание
1	2	3	4	5
<b>ОРУ-220кВ</b>				
1	Трансформатор тока	ТВГ-220, встроенный в выключатель ВЭБ-220 1000-1500/1А кл.0,2Б	5	
	Трансформатор тока	ТВГ-220, встроенный в выключатель ВЭБ-220 1500/1А кл.0,2Б	3	
2	Трансформатор напряжения	НДКМ-220 220/0,1 кВ, кл. 0,2	2	
3	Счетчик ZMD402СТ	ZMD402СТ 41.0467 кл.0,2Б	8	новые
4	Шкаф учета	ШС-1	1	новые
<b>КРУЭ-110кВ</b>				
5	Трансформатор тока	В комплекте яч. КРУЭ 400-600-1000/1А кл.0,2Б	18	
6	Трансформатор тока	В комплекте яч. КРУЭ 1500/1А кл.0,2Б	6	
7	Трансформатор напряжения	В комплекте яч. КРУЭ 110/0,1 кВ, кл. 0,2	4	
8	Счетчик ZMD402СТ	ZMD402СТ 41.0467 кл.0,2Б	24	новые
9	Шкаф учета	ШС-2, ШС-3, ШС-4	3	новые
<b>РУ-10/0,4кВ</b>				
10	Трансформатор тока 10кВ	ТОЛ-СЭЦ-10 в комплекте КРУ 100/1 кл. 0,5S	2	
11	Трансформатор тока 0,4кВ	В комплекте яч. КРУ 1000/5 кл. 0,5S	2	
12	Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЦ-10 в комплекте яч. КРУ 10/0,1 кВ, кл. 0,5	2	
13	Счетчик ZMD402СТ	ZMD402СТ 41.0467 *п.0,2S 3x57,8В	2	новые
14	Счетчик ZMD402СТ	ZMD402СТ 41.0467 *п.0,2S 3x220В	2	новые
15	Преобразователи RS-232/RS-485 в оптоволокно	МОХА ICF-1150-М-С	6	новые
16	блок питания	DR 4524	2	новые
<b>Шкаф УСПД (существующий, ЗАО «НПФ Прорыв»)</b>				
17	устройство сбора и передачи данных	ТК16L.31	1	

18	модуль грозозащиты	ExPro Eth	2	
19	источник бесперебойного питания	Powercom	1	
<b>Шкаф ТКУ-1 (ТКУ-2) (существующие, ЗАО «НПФ Прорыв»)</b>				
20	шлюз	E-422	2	один новый
21	модуль грозозащиты	ExPro DI-485	8	
22	блок питания устройств	Моха DR-4524	1	
23	блок питания импульсный	DR-120-12	1	
24	источник бесперебойного питания	Powercom WOW700U	1	
25	универсальный адаптер беспроводного Ethernet	Моха AWK-1100	1	
26	Ethernet-коммутатор	Моха EDS-405A-MM-SC	1	новый
<b>Шкаф ЦКУ (существующий, ЗАО «НПФ Прорыв»)</b>				
27	системный блок	«НПФ Прорыв»	1	
28	источник бесперебойного питания	Smart UPS SC 450	1	
29	коммутатор 8-ми портовый	Моха EDS-408A	1	
30	блок питания устройств	Моха DR-4524	1	
31	терминал двусторонней спутниковой связи	Sky Edge Pro	1	
32	универсальный адаптер беспроводного Ethernet	Моха AWK-1100	1	
33	оптический бокс	ООО Конструктив	1	
34	устройство синхронизации времени	PCTB-01	1	
35	Ethernet-коммутатор	Моха EDS-405A-MM-SC	1	новый
36	модем сотовой связи стандарта GSM	Conel ER75i	1	новый
<b>АРМ инженера АИИС КУЭ (существующее)</b>				
37	монитор		1	
38	клавиатура		1	
39	манипулятр «мышь»		1	
40	принтер		1	
<b>Переносной инженерный пульт</b>				
41	переносной компьютер	ноутбук	1	
42	оптический преобразователь для считывания данных со счетчиков	AE1 («ООО Эльстер Метроника»)	1	

## Приложение В

Таблица В1 – Периодичность и продолжительность решения комплекса задач

Комплекс задач	Периодичность
Сбор первичной информации в точках учета электроэнергии (измерение физических величин по каждому ИИК).	30 минут
Ведение журнала событий о состоянии ИИК.	постоянно
Синхронизация времени по каждому ИИК.	1 сутки
Синхронизация времени в ИВКЭ.	1 сутки
Формирование профиля нагрузки 30 минутных значений.	1 сутки
Формирование архива результатов измерений.	30 минут
Формирование архива состояний средств измерений.	1 сутки
Контроль работоспособности программно-технических средств	1 сутки
<b>Организация взаимодействия с другими субъектами оптового рынка электрической энергии:</b>	
Доступ к коммерческой информации.	1 сутки
Доступ к технической и служебной информации.	30 минут
Передача получасовых данных коммерческого учета для каждого интервала измерения	1 сутки
Передача данных по состоянию технических и программных средств коммерческого учета	1 сутки

## Приложение Г

Таблица Г1 – Входная информация

Уровень иерархии	Входная информация	Источник информации	Период формирования
1	2	3	4
Уровень ИИК	Токи и напряжение	Измерительные ТТ и ТН	Постоянно
	Параметры настройки, конфигурирования ПО, технических средств	Документация пуско-наладки	1 раз на этапе пуско-наладки
	Данные с УСПД о точном значении текущего времени.	УСПД	1 раз в час
Уровень ИВКЭ	Данные по приращениям активной, реактивной электроэнергии и мощности, по текущим параметрам электрической сети.	ИИК	1 раз в 30 минут
	Данные с УССВ о точном значении текущего времени.	УССВ	1 раз в час
	Информация о составе расчетных групп учета, параметры настройки, конфигурирования ПО, технических средств.	Документация пуско-наладки	1 раз на этапе пуско-наладки

## Приложение Д

Таблица Д1 – Выходная информация

Уровень иерархии	Выходная информация	Получатель	Период формирования
1	2	3	4
Уровень ИИК	Данные по приращениям активной, реактивной электроэнергии и мощности, по текущим параметрам электрической сети.	УСПД Сервер БД ПС	1 раз в 30 минут
Уровень ИВКЭ	Данные по приращениям активной, реактивной электроэнергии и мощности, по точкам измерения ПС Левобережная.	ИВК	1 раз в сутки
	Данные о состоянии средств измерений.	ИВК	1 раз в сутки
	Данные о точном значении текущего времени	ИИК	1 раз в час

## Приложение Е

Таблица Е1 – Пределы допускаемых относительных погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ

Значение $\cos\varphi$	Норма допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса, %		
	Для области нагрузок до 5 %	Для области малых нагрузок (5-20% включительно)	Для диапазона нагрузок 20-120 %
$\cos\varphi=0,5 - 0,8$	не регламентируется	не хуже 5,5 %	не хуже 3,0 %
$\cos\varphi=0,8 - 1,0$	не регламентируется	не хуже 2,9 %	не хуже 1,7 %

## Приложение Ж

Таблица Ж1 – Условия измерения электроэнергии и мощности

<b>Влияющие факторы</b>		
<b>Наименование параметров составляющих ИИК</b>	<b>Нормальные значения влияющих факторов</b>	<b>Допускаемые по нормативным документам на СИ</b>
<b>Ток:</b>		
ТТ (вторичная обмотка)	1 А (5А)	(5 ... 120)% от $I_{ном}$
Счетчик (токовый вход)	1 А (5А)	(1 ... 120)% от $I_{ном}$
<b>Напряжение:</b>		
ТН (вторичная цепь)	100 В	(80.120)% от $I_{ном}$
Счетчик (вход напряжения)	100 В 220 В	(80 ... 120)% от $I_{ном}$
Коэффициент мощности: вторичной нагрузки ТТ и ТН измерительной цепи счетчика	не менее 0,8 емк.	не менее 0,8 емк.
	не менее 0,5 инд.	не менее 0,5 инд.
Потери напряжения во вторичной цепи ТН:	не более 0,25%	не более 0,25%
Вторичная нагрузка ТТ и ТН при $\cos \phi = 0.8$ инд.	(25-100)% от $I_{ном}$	(25-100)% от $I_{ном}$
Частота:	50 Гц	(95-105)% от $f_{ном}$
<b>Температура окружающего воздуха:</b>		
ТТ и ТН	20 °С	(-40.50) °С
Счетчик (ZMD402СТ 41.0467)	20 °С	(-40.60) °С
УСПД (ТК16Б.31)	20 °С	(-25.70) °С
Шлюз Е-422	20 °С	(-40.60) °С
Влажность (неконденсирующаяся), %:	80%	От 0% до 98%

### Приложение 3

Таблица 31 – результаты расчётов потери напряжения

№ точки учета	U <sub>НОМ</sub> , В	F, мм <sup>2</sup>	L, м	F, мм <sup>2</sup>	L, м	P> Ом·мм <sup>2</sup> /м	ΔU, %	S <sub>сч</sub> , ВА	S <sub>тн</sub> , ВА	S <sub>факт</sub> , ВА
		общий кабель		к счетчику						
1	57,8	6	200	2,5	15	0,0175	0,109%	1,3	30	5,206
2	57,8			2,5	15	0,0175	0,109%	1,3		
3	57,8			2,5	15	0,0175	0,109%	1,3		
4	57,8			2,5	15	0,0175	0,109%	1,3		
5	57,8	6	250	2,5	15	0,0175	0,135%	1,3	30	5,208
6	57,8			2,5	15	0,0175	0,135%	1,3		
7	57,8			2,5	15	0,0175	0,135%	1,3		
8	57,8			2,5	15	0,0175	0,135%	1,3		
9	57,8	4	65	2,5	55	0,0175	0,081%	1,3	100	7,806
31	57,8			2,5	45	0,0175	0,079%	1,3		
13	57,8			2,5	45	0,0175	0,079%	1,3		
18	57,8			2,5	45	0,0175	0,079%	1,3		
17	57,8			2,5	50	0,0175	0,080%	1,3		
28	57,8			2,5	50	0,0175	0,080%	1,3		
21	57,8	4	95	2,5	20	0,0175	0,102%	1,3	100	7,808
22	57,8			2,5	30	0,0175	0,105%	1,3		
20	57,8			2,5	20	0,0175	0,102%	1,3		
14	57,8			2,5	30	0,0175	0,105%	1,3		
30	57,8			2,5	20	0,0175	0,102%	1,3		
25	57,8			2,5	20	0,0175	0,102%	1,3		
10	57,8	4	70	2,5	30	0,0175	0,080%	1,3	100	7,806
12	57,8			2,5	35	0,0175	0,081%	1,3		
16	57,8			2,5	35	0,0175	0,081%	1,3		
19	57,8			2,5	35	0,0175	0,081%	1,3		
26	57,8			2,5	25	0,0175	0,078%	1,3		
27	57,8			2,5	25	0,0175	0,078%	1,3		
11	57,8	4	100	2,5	35	0,0175	0,112%	1,3	100	7,809
15	57,8			2,5	35	0,0175	0,112%	1,3		
23	57,8			2,5	35	0,0175	0,112%	1,3		
24	57,8			2,5	35	0,0175	0,112%	1,3		
32	57,8			2,5	35	0,0175	0,112%	1,3		
29	57,8			2,5	25	0,0175	0,109%	1,3		



## Приложение И

Таблица И1 – Результаты расчёта нагрузки ТТ

№ ИК	I <sub>ном</sub> , А	F, мм <sup>2</sup>	ρ, Ом·мм <sup>2</sup> /м	L, м	R <sub>пров</sub> , Ом	R <sub>сч</sub> , Ом	R <sub>пер</sub> , Ом	S <sub>ТТ</sub> , ВА	25% от S <sub>ТТ</sub> , ВА	S <sub>факт</sub> , ВА	S <sub>доб</sub> , ВА	S <sub>нагр</sub> , ВА
1	1	2,5	0,0175	270	1,89	0,005	0,05	20	5	1,95	10	11,95
2	1	2,5	0,0175	225	1,58	0,005	0,05	20	5	1,64	10	11,57
3	1	2,5	0,0175	155	1,09	0,005	0,05	20	5	1,15	10	11,15
4	1	2,5	0,0175	170	1,19	0,005	0,05	20	5	1,25	10	11,25
5	1	2,5	0,0175	240	1,68	0,005	0,05	20	5	1,74	10	11,74
6	1	2,5	0,0175	255	1,79	0,005	0,05	20	5	1,85	10	11,85
7	1	2,5	0,0175	220	1,54	0,005	0,05	20	5	1,6	10	11,6
8	1	2,5	0,0175	185	1,3	0,005	0,05	20	5	1,36	10	11,36
9	1	2,5	0,0175	45	0,315	0,005	0,05	20	5	0,37	10	10,37
10	1	2,5	0,0175	55	0,385	0,005	0,05	20	5	0,44	10	10,44
11	1	2,5	0,0175	65	0,455	0,005	0,05	20	5	0,51	10	10,51
12	1	2,5	0,0175	60	0,42	0,005	0,05	20	5	0,475	10	10,48
13	1	2,5	0,0175	40	0,28	0,005	0,05	20	5	0,335	10	10,34
14	1	2,5	0,0175	55	0,385	0,005	0,05	20	5	0,44	10	10,44
15	1	2,5	0,0175	60	0,42	0,005	0,05	20	5	0,475	10	10,48
16	1	2,5	0,0175	50	0,35	0,005	0,05	20	5	0,405	10	10,41
17	1	2,5	0,0175	40	0,28	0,005	0,05	20	5	0,335	10	10,34
18	1	2,5	0,0175	35	0,245	0,005	0,05	20	5	0,3	10	10,30
19	1	2,5	0,0175	50	0,35	0,005	0,05	20	5	0,405	10	10,41
20	1	2,5	0,0175	55	0,385	0,005	0,05	20	5	0,44	10	10,44
21	1	2,5	0,0175	50	0,35	0,005	0,05	20	5	0,405	10	10,41
22	1	2,5	0,0175	50	0,35	0,005	0,05	20	5	0,405	10	10,41
23	1	2,5	0,0175	65	0,455	0,005	0,05	20	5	0,51	10	10,51
24	1	2,5	0,0175	65	0,455	0,005	0,05	20	5	0,51	10	10,51
25	1	2,5	0,0175	45	0,315	0,005	0,05	20	5	0,37	10	10,37
26	1	2,5	0,0175	55	0,385	0,005	0,05	20	5	0,44	10	10,44
27	1	2,5	0,0175	45	0,315	0,005	0,05	20	5	0,37	10	10,37
28	1	2,5	0,0175	45	0,315	0,005	0,05	20	5	0,37	10	10,37
29	1	2,5	0,0175	60	0,42	0,005	0,05	20	5	0,475	10	10,475
30	1	2,5	0,0175	60	0,42	0,005	0,05	20	5	0,475	10	10,475
31	1	2,5	0,0175	35	0,245	0,005	0,05	20	5	0,3	10	10,3
32	1	2,5	0,0175	70	0,49	0,005	0,05	20	5	0,545	10	10,545
33	1	2,5	0,0175	2	0,014	0,005	0,05	10	3,75	0,069	5	5,069
34	1	2,5	0,0175	2	0,014	0,005	0,05	10	3,75	0,069	5	5,069

## Приложение К

Таблица К1 – Пределы погрешности счётчика

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, %, для счетчиков класса точности (при симметричной нагрузке)			
		0,2S		0,5S	
		Акт.	Реакт.	Акт.	Реакт.
$0,01 I_{\text{НОМ}} < I < 0,05 I_{\text{НОМ}}$	1	± 0,4	± 1,0	± 1,0	± 1,5
$0,05 I_{\text{НОМ}} < I < I_{\text{НОМ}}$	1	± 0,2	± 0,5	± 0,5	± 1,0
$0,02 I_{\text{НОМ}} < I < 0,1 I_{\text{НОМ}}$	0,5 (инд.) 0,8 (емк.)	± 0,5	± 1,0	± 1,0	± 1,5
$0,1 I_{\text{НОМ}} < I < I_{\text{макс}}$	0,5 (инд.) 0,8 (емк.)	± 0,3	± 0,6	± 0,6	± 1,0

## Приложение Л

Таблица Л1 - Исходные данные для расчета показателей надежности АИИС  
КУЭ ПС 220кВ «Левобережная»

№	Наименование	Тип	Кол-во	Состояние после отказа	Время наработки на отказ, Т <sub>0</sub> , ч.	Источник данных
Элементы ИИК						
1	Трансформатор тока	ОРУ-220кВ ТВГ-220 (кл.0,2S)	8	невосстан.	4000000	информ. завода
2	Трансформатор тока	КРУЭ-110кВ (кл.0,2S)	24	невосстан.	4000000	информ. завода
3	Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10 (кл.0,5S)	2	невосстан.	4000000	информ. завода
4	Трансформатор напряжения	ОРУ-220кВ НДКМ-220 (кл.0,2)	2	невосстан.	4000000	информ. завода
5	Трансформатор напряжения	КРУЭ-110кВ (кл.0,2)	4	невосстан.	4000000	информ. завода
6	Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10 (кл.0,5)	2	невосстан.	4000000	информ. завода
7	Счетчик электроэнергии	ZMD402CT 41.0467	36	восстан.	70000	Описание типа
Элементы ИВКЭ						
8	УСПД	TK16L.31	1	восстан.	55000	рук. по эксплуатации
9	Технологическое коммуникационное устройство	ТКУ	2	восстан.	35000	рук. по эксплуатации
10	Центральное коммуникационное устройство	ЦКУ	1	восстан.	35000	рук. по эксплуатации
11	Терминал спутниковой связи	SkyEdge Pro	1	восстан.	100000	тех. документация
12	GSM-модем	Conel ER75i	1	восстан.	705369	тех. документация
13	Коммутатор Ethernet	EDS-408A	1	восстан.	363000	тех. документация

## Приложение М

№	Наименование	Тип	Кол-во	Время наработки на отказ, $T_0$ , ч.	Интенсивность отказов элемента, $\lambda_i$ , 1/ч	Интенсивность отказов $N$ элементов, $\lambda_n$ , 1/ч
Элементы ИИК						
1	Трансформатор тока	ОРУ-220кВ (кл.0,2S)	8	4000000	$0,25 \cdot 10^{-6}$	$2 \cdot 10^{-6}$
2	Трансформатор тока	КРУЭ-110кВ (кл.0,2S)	24	4000000	$0,25 \cdot 10^{-6}$	$6 \cdot 10^{-6}$
3	Трансформатор тока	КРУ10кВ (кл.0,5S)	2	4000000	$0,25 \cdot 10^{-6}$	$0,5 \cdot 10^{-6}$
4	Трансформатор напряжения	ОРУ-220кВ (кл.0,2)	2	4000000	$0,25 \cdot 10^{-6}$	$0,5 \cdot 10^{-6}$
5	Трансформатор напряжения	КРУЭ-110кВ (кл.0,2)	4	4000000	$0,25 \cdot 10^{-6}$	$1 \cdot 10^{-6}$
6	Трансформатор напряжения	КРУ-10кВ (кл.0,5)	2	4000000	$0,25 \cdot 10^{-6}$	$0,5 \cdot 10^{-6}$
7	Счетчик электроэнергии	ZMD402СТ 41.0467	36	70000	$14,3 \cdot 10^{-6}$	$514,8 \cdot 10^{-6}$
$\lambda_{ИИК}$						$525,3 \cdot 10^{-6}$
Элементы ИВКЭ						
8	Технологическое коммуникационное устройство	ТКУ	2	35000	$28,6 \cdot 10^{-6}$	$57,2 \cdot 10^{-6}$
9	УСПД	TK16L.31	1	55000	$18,2 \cdot 10^{-6}$	$11,12 \cdot 10^{-6}$
10	Центральное коммуникационное устройство	ЦКУ	1	35000	$28,6 \cdot 10^{-6}$	
11	Терминал спутниковой связи	SkyEdge Pro	1	100000	$10 \cdot 10^{-6}$	$1,24 \cdot 10^{-6}$
12	GSM-модем	Conel ER75i	1	705369	$1,42 \cdot 10^{-6}$	
13	Коммутатор Ethernet	EDS-408A	1	363000	$2,75 \cdot 10^{-6}$	$2,75 \cdot 10^{-6}$
$\lambda_{ИВКЭ}$						$72,31 \cdot 10^{-6}$
$\lambda_{ИИС}$						$597,61 \cdot 10^{-6}$