

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУП «ВНИИМС»

В. Н. Яншин

11 2010 г.



**СИСТЕМЫ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ
КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ
«ПИРАМИДА»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

ВЛСТ 150.00.000 И1

2010 г.

СОДЕРЖАНИЕ

	лист
1 ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ СТРУКТУРЫ СИСТЕМЫ	2
2 ОПЕРАЦИИ И СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	9
3 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ И ПОДГОТОВКИ К НЕЙ	9
4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	10
5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ	10
6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ	11
7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ	11
7.1 Внешний осмотр	11
7.2 Опробование	11
7.2.1 Проверка функционирования счетчиков	12
7.2.2 Опробование линий связи	12
7.2.3 Опробование контроллера и ЭВМ	12
7.2.4 Проверка функционирования вспомогательных технических компонентов системы	12
7.2.5 Опробование системы в целом	12
7.3 Определение метрологических характеристик	13
7.3.1 Экспериментальные исследования	13
7.3.2 Расчет метрологических характеристик ИК	15
8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	26
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Рекомендации по поверке УСПД на месте эксплуатации. Расчет минимально допустимого времени испытаний УСПД при проведении поверки ИИС на месте эксплуатации	27
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Таблицы рассчитанных дополнительных погрешностей счетчиков	30
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Расчет порога чувствительности и диапазона измерений мощности нагрузки, для которого установлены пределы допускаемых относительных погрешностей	37
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Наименование и обозначение погрешностей и других величин, используемых в формулах. Принятые обозначения и сокращения	38
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Схемы СОЕВ	41
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Форма протокола поверки	43

Настоящая методика устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки и распространяется на «Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида» (далее – ИИС «Пирамида»).

Настоящая методика распространяется на поверку измерительных каналов электрической энергии (мощности), погрешности которых установлены в соответствии с описанием типа ИИС «Пирамида».

Учет тепловой энергии, газа, воды и других энергоресурсов осуществляют соответствующие вычислители, корректоры, расходомеры и счетчики. Погрешности этих измерительных каналов в ИИС не нормируются.

ИИС «Пирамида» комплектуется на объекте эксплуатации из выпускаемых различными изготовителями технических средств и представляет собой территориально распределенную многоуровневую информационно-измерительную систему.

ИИС «Пирамида» проектируется для конкретных объектов и применяется как законченная система непосредственно на объекте эксплуатации. Конкретный состав и конфигурация системы определяется проектной и эксплуатационной документацией непосредственно на энергообъекте.

Первичная поверка ИИС «Пирамида» производится на этапе ввода в постоянную (промышленную) эксплуатацию.

Межповерочный интервал: 4 года.

1 ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ СТРУКТУРЫ СИСТЕМЫ

1.1 Краткое описание структуры ИИС «Пирамида»

ИИС «Пирамида» комплектуется на объекте эксплуатации из выпускаемых различными изготовителями технических средств и представляет собой территориально распределенную многоуровневую информационно-измерительную систему.

ИИС «Пирамида» проектируется для конкретных объектов и применяется как законченная система непосредственно на объекте эксплуатации. ИИС «Пирамида» может включать в себя все или некоторые компоненты из перечисленных в разделе «Комплектность» описания типа. В систему может входить несколько компонентов одного наименования. Конкретный состав и конфигурация системы определяется проектной и эксплуатационной документацией непосредственно на объекте. ИИС «Пирамида» состоит, как правило, из трех функциональных уровней:

Первый уровень включает в себя **измерительно-информационный комплекс (ИИК)** и выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений.

В состав ИИК входят:

- 1) Основные компоненты:
 - Измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН);
 - счетчики электрической энергии.
- 2) Вспомогательные компоненты:
 - датчики различных физических величин и сигналов;
 - расходомеры и вычислители;
 - измерительные преобразователи и анализаторы электрических сетей;
 - устройства контроля технологических процессов;
 - устройства управления.

Второй уровень включает в себя **информационно-вычислительный комплекс энергоустановки (ИВКЭ)** и выполняет функцию консолидации информации.

В состав ИВКЭ входят:

- 1) Основные компоненты:
 - устройства сбора и передачи данных (УСПД) или промконтроллеры (компьютеры в промышленном исполнении), обеспечивающие интерфейс доступа к ИИК.
- 2) Вспомогательные компоненты:
 - технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы).

УСПД предназначены для сбора, накопления, обработки, хранения и отображение первичных данных об электроэнергии (мощности) со счетчиков, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на уровень ИВК автоматизированное рабочее место (АРМ).

Третий уровень включает в себя **информационно-вычислительный комплекс (ИВК)**.

В состав ИВК входят:

- 1) Основные компоненты:
 - промконтроллер и/или сервер;
 - устройства синхронизации данных.
- 2) Вспомогательные компоненты:
 - технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
 - технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;
 - технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

ИВК предназначен для:

- 1) автоматизированного сбора и хранения результатов измерений;
- 2) автоматической диагностики состояния средств измерений;
- 3) подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) формируется на всех уровнях ИИС «Пирамида», где используются средства измерения времени, которые предназначены для синхронизации от внешнего источника эталонных сигналов времени. При обнаружении рассогласования времени компонентов системы различных уровней, осуществляется коррекция или установка времени не реже 1 раза в сутки, для компонентов, которым разрешено аппаратно или программно производить дистанционную коррекцию или установку текущего времени по заранее запрограммированным алгоритмам.

Описание структуры ИИС «Пирамида» конкретного объекта приводится в Технорабочем проекте.

1.2 Измерительные каналы, подлежащие поверке

Поверке подлежат ИК, характеристики которых приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Характеристики ИК, подлежащих поверке

№	Наименование измеряемой величины	Период измерений	Диапазон измерений	Единицы измерений
1	Электроэнергия за интервал времени Т по одному ИК	Т = сутки, месяц (30 минут)	Не нормируется	кВт.ч, квар.ч
2	Электроэнергия за тот же интервал времени Т по группе ИК	то же	то же	кВт.ч, квар.ч

3	Средняя мощность за период времени Т по одному ИК	Т = 30 минут	Определяется расчетным путем	кВт, квар
4	Средняя мощность за период времени Т по группе ИК	то же	то же	кВт, квар
5	Текущее время	постоянно	не нормируется	ч, мин, с

1.3. Структура построения измерительных каналов ИИС

Структура построения измерительных каналов ИИС зависит от конструкции применяемых счетчиков.

Первый вариант структуры построения ИК применяется в случае использования счетчиков с импульсными выходами (класс точности 2,0 и выше) по ГОСТ Р 25425, ГОСТ Р 52323, ГОСТ Р 52322, ГОСТ Р 52321, внесенных в Госреестр СИ (рисунок 1А и 1Б).

На рисунке 1А приведена структура построения измерительных каналов ИИС (без использования УСД).

ИК строится следующим образом: входные цепи счетчиков электрической энергии могут подключаться как непосредственно к силовым цепям, так и через измерительные трансформаторы напряжений и тока, а их телеметрические (импульсные) выходы подключаются к УСПД (контроллеру), который постоянно принимает и считает импульсы, поступающие от счетчиков. Дополнительную погрешность в ИК вносит УСПД при переводе импульсов в именованные величины и измерении времени. Кроме того, УСПД имеет методическую погрешность счета импульсов, поступающих от электросчетчиков. Чем меньше величина энергии, эквивалентная одному импульсу и чем больше импульсов эквивалентных 1 кВт·ч, тем меньше методическая погрешность ИК.

Таким образом, погрешность измерений средней электрической мощности и энергии при переводе количества импульсов в именованные величины определяются не столько характеристиками УСПД, как «ценой» импульсов, поступающих со счетчиков.

На рисунке 1Б приведена структура построения измерительных каналов ИИС (с использованием УСД).

ИК строится следующим образом: входные цепи счетчиков электрической энергии могут подключаться как непосредственно к силовым цепям, так и через измерительные трансформаторы напряжений и тока, а их телеметрические (импульсные) выходы подключаются к УСД, который постоянно считает импульсы, поступающие от счетчиков. УСД с периодичностью $(15 \pm 0,1)$ с и скоростью 100 бит/с двумя идентичными посылками передает информацию со счетчиков по каналу типа ИРПС (токовая петля) с помощью специального программного протокола в УСПД.

Дополнительную погрешность в ИК вносит УСПД при переводе импульсов в именованные величины и измерении времени. Кроме того, УСПД имеет методическую погрешность счета импульсов, поступающих от электросчетчиков. Чем меньше величина энергии, эквивалентная одному импульсу и чем больше импульсов эквивалентных 1 кВт·ч, тем меньше методическая погрешность ИК.

Таким образом, погрешность измерений средней электрической мощности и энергии при переводе количества импульсов в именованные величины определяются не столько характеристиками УСПД, как «ценой» импульсов, поступающих со счетчиков (через УСД).

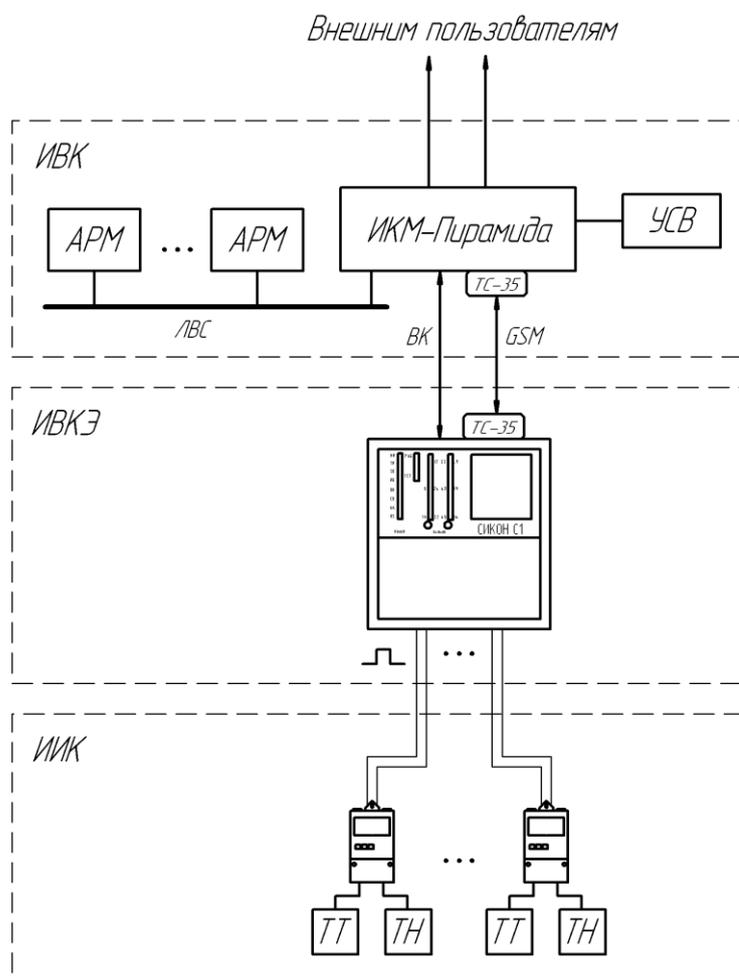


Рисунок 1.А – Первый вариант структуры построения измерительных каналов ИИС (без использования УСД).

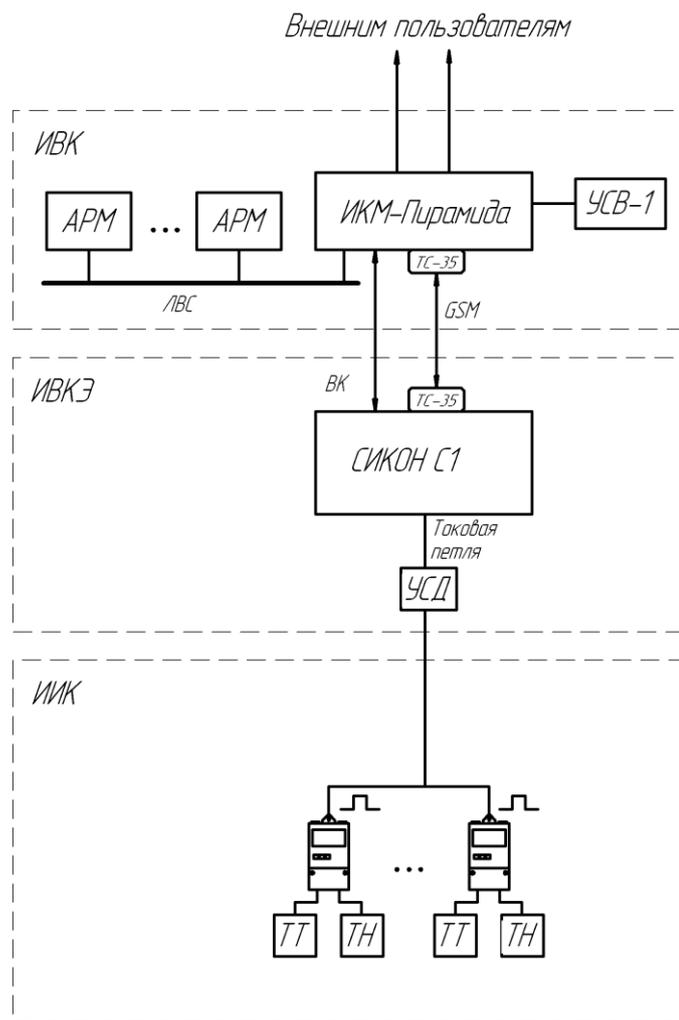


Рисунок 1.Б – Первый вариант структуры построения измерительных каналов ИИС (с использованием УСД).

Второй вариант структуры ИК используют в случае, когда применяются многофункциональные счетчики, например АЛЬФА А1700, СЭТ–4ТМ.03 и т.п., которые имеют интерфейс для связи с УСПД типа RS-485/422 или аналогичный (рисунок 2).

Для дистанционного считывания информации между УСПД и ЭВМ используются дополнительные устройства, такие как модемы и мультиплексоры (маршрутизаторы), позволяющие по запросу с ИВК (ЭВМ) поочередно собирать данные с УСПД, указывая в запросе их условный адрес. Канал связи совместно со специальными устройствами связи не вносит дополнительных погрешностей в величины энергии и мощности, которые передаются от УСПД в ИВК (ЭВМ).

Модемы и мультиплексоры не входят в состав ИК, т.к. это вспомогательные устройства, предназначенные для сбора/передачи данных.

В некоторых ИК могут не использоваться УСПД. В том случае результаты измерений со счетчиков передаются на уровень ИВК (ЭВМ). Дополнительные погрешности перевода цифровой информации об энергопотреблении, поступающей в ИВК (ЭВМ) с многофункциональных счетчиков, составляют порядка ± 1 единицы младшего разряда и обусловлены округлением чисел до положенного количества значащих цифр, для единообразного представления в ИВК (ЭВМ).

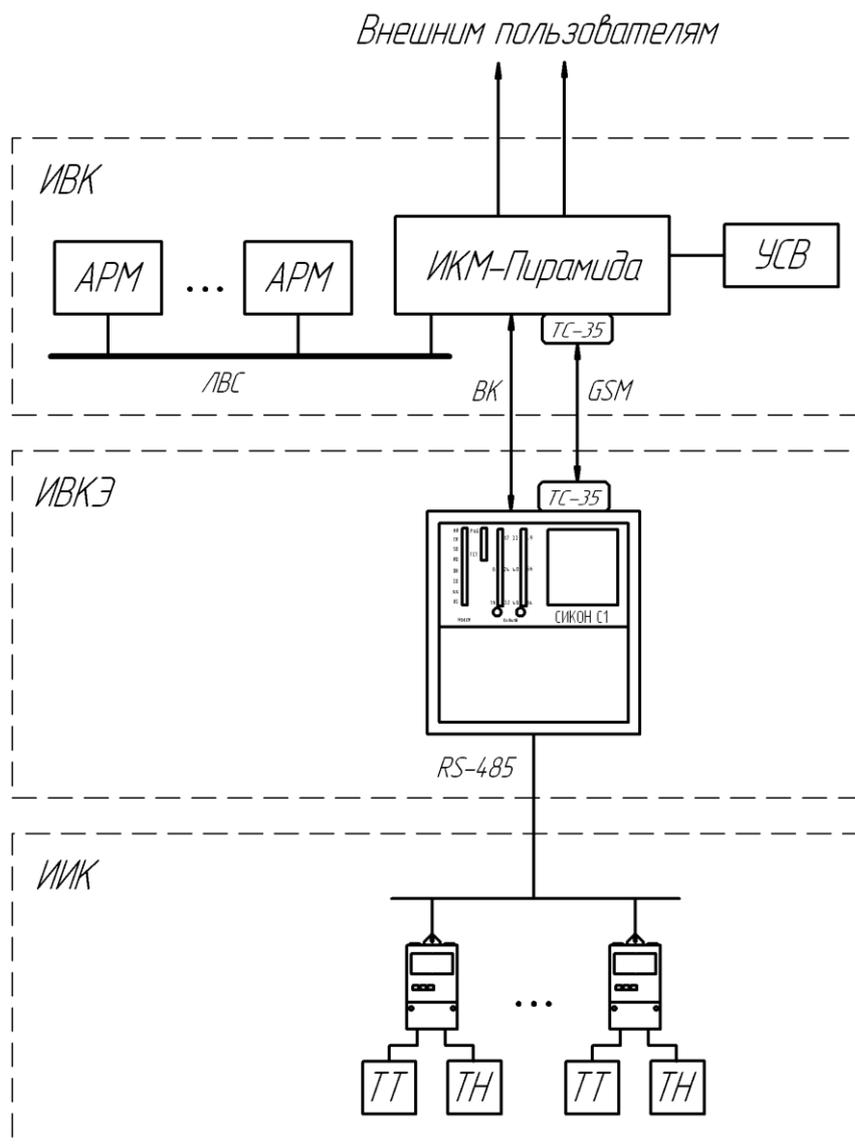


Рисунок 2 – Второй вариант структуры построения измерительных каналов ИИС

1.4 Точность измерений электрической энергии

Точность измерений электрической энергии по одному каналу и по группе каналов характеризуется пределом допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95 и пороговой мощностью, ниже которой происходит учет электроэнергии без нормирования точности. При измерении количества электрической энергии, оплачиваемой по тарифу, зависящему от времени суток, точность канала дополнительно характеризуется абсолютной погрешностью измерений времени.

1.5 Точность измерений электрической мощности

Точность измерений электрической мощности по одному измерительному каналу и по группе каналов характеризуется следующими показателями:

- 1) пределом относительной погрешности по электрической мощности при доверительной вероятности 0,95;
- 2) диапазоном мощности, измеряемой с нормированной точностью.

1.6 Оценка погрешности ИК

Поскольку все компоненты системы, участвующие в измерениях и вносящие погрешность, должны быть «метрологически» исправны, согласно действующим свидетельствам о поверке, погрешность ИК оценивается расчетным методом. Исключение составляет погрешность измерения (синхронизация) времени, так как она зависит от структурной схемы ИИС, выбора структуры СОЕВ, типа и состояния каналов связи.

1.7 Общая погрешность ИК

Общая погрешность измерительного канала состоит из инструментальных и методических составляющих погрешностей. Инструментальные составляющие погрешности определяют по документации на конкретные типы средств измерений. Методические составляющие погрешности определяются расчетным путем с учетом метрологических характеристик средств измерений.

1.8 Описание СОЕВ и процедуры синхронизации времени

1.8.1 Общие положения

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени в АИИС с точностью не хуже $\pm 5,0$ с/сутки. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время, которое корректируется по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS или по сигналам радиостанций «Государственной службы времени и частоты». В СОЕВ входят все средства измерений времени (таймеры многофункциональных счетчиков, УСПД, ИВК, УСВ) и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени.

Измерение времени в ИИС происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ. УСВ корректирует свое системное время от ГЛОНАСС/GPS-приемника или по сигналам проверки времени «6 точек», получаемым от встроенного радиоприемника, настроенного на частоту радиостанций «Маяк» или «Радио России».

1.8.1 Описание процедуры синхронизации времени в ИИС

УСВ рекомендуется подключать к ИВК согласно рисунку Д.1.

УСВ синхронизирует собственное системное время к единому координированному времени по сигналам, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника или по сигналам проверки времени «6 точек», получаемым от радиоприемника, настроенного на частоту радиостанций «Маяк» или «Радио России»

ИВК «ИКМ-Пирамида» периодически (1 раз в час) сравнивает свое системное время со временем в УСВ. При обнаружении расхождения более ± 2 секунд ИВК «ИКМ-Пирамида» производит синхронизацию собственного системного времени со временем в УСВ. Связь с УСВ осуществляется по СОМ-порту. Скорость передачи данных по СОМ-порту от УСВ до ИВК составляет не менее 9600 бит/с, меньше 0,2 с и ей можно пренебречь.

Далее ИВК «ИКМ-Пирамида» синхронизирует время в подключенных к нему УСПД по каналам связи. Синхронизация времени в каждом УСПД происходит с заданной периодичностью (от 1 раза в час до 1 раза в сутки), которая зависит от типа канала связи до УСПД.

Контроль времени в счетчике происходит в каждый сеанс связи с УСПД (опрос счетчиков со стороны УСПД по интерфейсу RS-485 ведется постоянно). В случае обнаружения отклонения

внутреннего времени в счетчике электроэнергии от времени в УСПД, производится коррекция времени счетчика. Погрешностью синхронизации в этом случае можно пренебречь.

Время задержки синхронизации времени в любом устройстве вычисляется по формуле:

$$T_{\text{зад}} = 2 \cdot \frac{V \cdot n}{S},$$

где:

V – объем посылки синхронизации времени: 79 байт;

n – размер элементов в байте: 12;

S – скорость в канале связи до данного устройства, бит/с.

В расчете времени задержки синхронизации стоит учитывать только канал связи от ИВК до УСПД, т.к. обычно ИВК находится в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ), а УСПД размещены на подстанциях.

На рисунке 1 Приложения Д представлен идеальный случай расположения двух УСПД рядом с ИВК (расстояние по кабелю менее 15 метров). В этом случае погрешностью синхронизации времени в системе можно вообще пренебречь.

В случае, когда от ИВК до УСПД канал связи низкоскоростной или используется канал сотовой связи (который может иметь нестабильную скорость), то целесообразно установить дополнительное УСВ возле УСПД. Таким образом, обеспечивается точность хода часов всех устройств в системе и относительная разгрузка канала связи от ИВК до УСПД. Пример данной схемы представлен на рисунке Д.2 Приложения Д.

2 ОПЕРАЦИИ И СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции, указанные в таблице 2.1, и должны использоваться средства поверки, указанные в таблице 2.2. Допускается применение других средств измерений и контроля с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками. Все средства измерений, должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

Таблица 2.1 – Операции поверки

№	Операции поверки	Номер пункта методики поверки
1	Внешний осмотр	7.1
2	Опробование	7.2
3	Определение метрологических характеристик измерительных каналов	7.3

Таблица 2.2 – Средства проведения поверки

№	Наименование средства измерения	Метрологические характеристики
1	Секундомер СОСпр-1	0-30 мин., цена деления 0,1 с
2	Устройство синхронизации времени УСВ-1 или УСВ-2	Синхронизация времени, абсолютная погрешность синхронизации фронта импульса 1 Гц. к шкале координи-

		рованного времени 0-350 мс.
3	Термометр лабораторный	-50..100 °С, цена деления 0,1 °С
4	Гигрометр ВИТ-1	относительная влажность воздуха 30-100% , относ. погрешность ±3%, температура 15-30 °С
5	Барометр-анероид БАММ	Атмосферное давление 630 - 800 мм. рт. ст., относит. погрешность ±5%
6	Вольтметр	0-300 В, кл. Точности 1.0
7	Частотомер ЧЗ-63	Измерение частоты сети в диапазоне 47-53 Гц, погрешность 0,02%

Допускается проведение поверки с применением эталонных и вспомогательных средств поверки, не указанных в таблице, но обеспечивающих определение и контроль метрологических характеристик с требуемой точностью.

3 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ И ПОДГОТОВКИ К НЕЙ

При проведении поверки должны быть соблюдены следующие условия:

- 1) температура окружающего воздуха: 20 ± 5 °С при относительной влажности 65 ± 15 %;
- 2) напряжение питающей сети: $220 \text{ В} \pm 10$ %, частота $50 \text{ Гц} \pm 5$ %;
- 3) атмосферное давление: от 86 до 106,7 кПа.

Допускается проводить поверку в рабочих условиях эксплуатации ИИС, если при этом соблюдаются условия применения эталонных средств поверки.

4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 К проведению поверки допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности.

4.2 При работе с измерительными приборами и вспомогательным оборудованием должны быть соблюдены требования безопасности, оговоренные в соответствующих технических описаниях и инструкциях по эксплуатации применяемых приборов.

4.3 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ Р М-016-2001 (РД 153-34.0-03.150-00).

5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

К проведению поверки допускаются лица, аттестованные в качестве поверителей в порядке, установленном Ростандартом России.

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки решают комплекс организационных вопросов, связанных с процессом поверки, в соответствии с порядком, принятым на предприятии.

Проводят инструктаж персонала, участвующего в поверке.

Средства поверки и вспомогательные технические средства устанавливают в рабочих условиях применения в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на них.

Проводят ознакомление со структурой и работой ИК по эксплуатационной документации системы.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают комплектность ИИС, согласно формуляра ИИС и проектной документации. На корпусах технических средств ИИС не допускается наличие механических повреждений. Заводские номера технических средств системы, указанные на их шильдиках, должны совпадать с номерами, указанными в эксплуатационных документах.

Средства измерений, входящие в состав информационно-измерительной системы должны быть зарегистрированы в Государственном реестре, иметь действующие свидетельства о поверке, и (или) опломбированы навесными (или иными, утвержденными Росстандартом) пломбами.

Примечание: При поверке УСПД на месте эксплуатации целесообразно использовать рекомендации, изложенные в Приложении А.

Каналы, по которым передается измерительная информация, должны быть опломбированы в точках, где возможно несанкционированное воздействие на результаты измерений. Места опломбирования определяются в проектной документации на ИИС.

7.2 Опробование

Перед опробованием всей системы в целом необходимо выполнить проверку функционирования основных компонентов системы.

7.2.1 Проверка функционирования счетчиков

При проведении проверки функционирования счетчиков руководствуются требованиями эксплуатационной документации на счетчики.

Для проведения проверки вначале необходимо подать напряжение питания на счетчики. Далее следует проверить правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Счетчики считаются работоспособными, если работают индикаторы; подвижные части (диски) индукционных счетчиков вращаются в направлении, указанном стрелкой на щитках счетных механизмов; отсутствуют коды ошибок или предупреждений (в электронных счетчиках); «прокрутка» параметров на индикаторе счетчика осуществляется в заданной последовательности; настроены время и дата внутренних часов счетчика; работает оптический порт счетчика (при его наличии).

7.2.2 Опробование линий связи

При опробовании линий связи проверяется:

- 1) наличие сигнализации о включении в питающую сеть технических средств ИИС;
- 2) поступление информации по линиям связи на уровень ИВК;
- 3) наличие сигнализации (сообщений) об обрыве линий или отсутствии связи;
- 4) до проведения опробования ИК, должна быть проверена правильность соединений разъемов цифровых интерфейсов счетчиков с кабелями, ведущими к УСПД (мультиплексорам или преобразователям интерфейсов). Правильность соединений проверяется по приведенным в документации на счетчики, мультиплексоры, преобразователи интерфейсов схемам соединений разъемов цифровых интерфейсов и проектной документации.

7.2.3 Опробование УСПД и ЭВМ

При опробовании УСПД и ЭВМ проверяется:

- 1) работа таймера и сохранение результатов измерений;
- 2) возможность вызова на дисплей УСПД или ЭВМ контролируемых параметров учета электроэнергии;
- 3) возможность построения и вывода на печать графиков и форм отчетности, характеризующих параметры выработки, приема и отдачи электроэнергии и мощности;
- 4) сигнализация неисправностей (при их имитации), сохранность в памяти информации о неисправностях и регистраторов событий с привязкой даты и времени.

7.2.4 Проверка функционирования вспомогательных технических компонентов ИИС

При проведении проверки функционирования вспомогательных технических компонентов системы руководствуются требованиями эксплуатационной документации на них.

Проверка функционирования мультиплексоров, модемов и адаптеров должна производиться в составе всей системы.

На все вспомогательные технические компоненты должно быть подано питание в соответствии с технической документацией. Подача питания фиксируется соответствующими элементами сигнализации (светодиодами и индикаторами).

С помощью ЭВМ и соответствующего программного обеспечения осуществляется связь с удаленным объектом (объектами).

После установления успешного соединения между модемами производится опрос УСПД (контроллеров) и счетчиков.

Вспомогательные технические средства считаются исправно функционирующими в составе системы, если по установленному соединению успешно прошел опрос счетчиков.

7.2.5 Опробование системы в целом

Опробование системы в целом проводится с уровня ИВК (центральной ЭВМ) с помощью программного обеспечения «Пирамида». Для проведения опробования системы все технические средства, входящие в ее состав, должны быть «прописаны» в программном обеспечении центральной ЭВМ и должна быть задана конфигурация испытываемой системы. Сбор данных со всех счетчиков и УСПД, входящих в состав системы, осуществляется с помощью программы сбора данных,

установленной на ЭВМ. Опробование системы считается успешным, если по завершению опроса всех счетчиков и УСПД в отчетах, представленных в программе, присутствуют результаты измерений (параметры энергопотребления), с указанием текущей даты и времени.

7.3 Определение метрологических характеристик

7.3.1 Экспериментальные исследования

7.3.1.1 Определения погрешности измерения времени

7.3.1.1.1 Корректировка времени

С помощью программного обеспечения установленного на уровне ИВК (центральной ЭВМ или промконтроллере) выполнить задачу корректировки времени в УСПД, счетчиках и других компонентах системы. Считается, что система выдержала операцию корректировки хода часов, если после корректировки разность текущего времени всех компонентов системы и времени на уровне ИВК (центральной ЭВМ или промконтроллера) составляет не более ± 5 секунд за сутки.

7.3.1.1.2 Определение предела допускаемой абсолютной основной погрешности при измерении текущего времени ИВК «ИКМ-Пирамида».

Порядок проведения поверки:

7.3.1.1.2.1 Собрать схему поверки, согласно Рисунку 3.

7.3.1.1.2.2 Подсоединить интерфейсный кабель DB9F-DB9F к разъему RS-232 устройства синхронизации времени (УСВ) и к свободному СОМ разъему Пром. РС ИВК «ИКМ-Пирамида».

7.3.1.1.2.3 Проверить факт синхронизации УСВ от источника точного времени (на ЖКИ УСВ в режиме индикации текущего значения времени не должен отображаться флаг отсутствия синхронизации по сигналам проверки времени).

7.3.1.1.2.4 Для поверки ИВК «ИКМ-Пирамида» в комплекте с УСВ поставляется программное обеспечение, которое состоит из программы «Программный модуль УСВ». Для установки данного программного обеспечения следует открыть файл «USVSetup.exe», указать место будущего расположения установленной программы (по умолчанию: «C:\Program Files\S&T\USV») и следовать дальнейшим инструкциям. На последнем шаге установки убрать флаг в поле «Запуск при старте».

7.3.1.1.2.5 Запустить программу «Программный модуль УСВ» путем открытия соответствующего ярлыка на Рабочем столе операционной системы Windows или из директории, куда она была установлена (по умолчанию: «C:\Program Files\ST\USV»). В открывшемся окне выбрать пункт «Доступ к УСВ». В поле «Пароль» ввести пароль для обращения к УСВ (по умолчанию: 001234). В поле «Порт» выбрать СОМ порт к которому подключено УСВ.

7.3.1.1.2.6 Выбрать пункт «Синхронизация». Убрать флаг в поле «Анализ расхождений».

7.3.1.1.2.7 В меню «Действия» выбрать пункт «Применить параметры».

7.3.1.1.2.8 В меню «Действия» выбрать пункт «Синхронизировать время с УСВ» и дождаться сообщения об успешной синхронизации времени Пром. РС ИВК «ИКМ-Пирамида» с УСВ.

7.3.1.1.2.9 Закрыть программу «Программный модуль УСВ».

7.3.1.1.2.10 Отсоединить интерфейсный кабель DB9F-DB9F от разъема RS-232 устройства синхронизации времени и от СОМ разъема Пром. РС ИВК «ИКМ-Пирамида».

7.3.1.1.2.11 По истечении 24 часов присоединить интерфейсный кабель DB9F-DB9F к разъему RS-232 устройства синхронизации времени и к СОМ разъему Пром. РС ИВК «ИКМ-Пирамида». Открыть программу «Программный модуль УСВ» с Рабочего стола или из директории, куда она была установлена (по умолчанию: «C:\Program Files\ST\USV»).

7.3.1.1.2.12 В меню «Действия» выбрать пункт «Прочитать время с УСВ». На экран будет выведено сообщение содержащее информацию о расхождении времени между Пром. РС ИВК «ИКМ-Пирамида» и УСВ, которое не должно превышать 3 с (3000 мс). В таком случае результат проверки следует считать удовлетворительным. В ином случае результат проверки считать удовлетворительным нельзя.

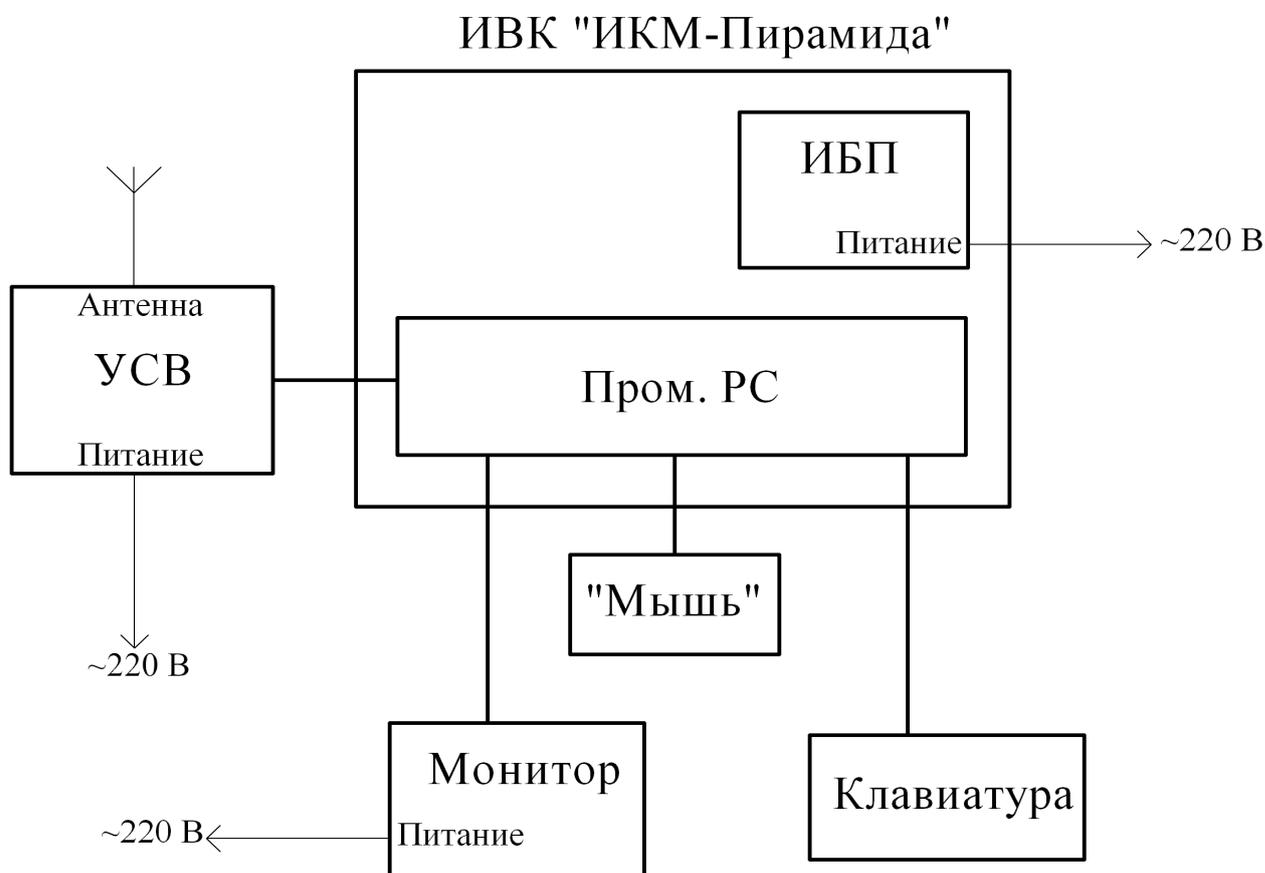


Рисунок 3 – Функциональная схема проверки времени

7.3.1.1.3 Определение погрешности измерения времени

На монитор оператора ЭВМ уровня ИВК вызывается и распечатывается журнал технического состояния для каждого технического устройства системы, по которому определяется частота и величина коррекции таймеров. Результаты проверки считаются положительными, если погрешность времени счетчиков и УСПД (контроллеров) по отношению к системному времени УСВ по каждому ИК системы не превышает ± 5 секунд за сутки.

7.3.2 Расчет метрологических характеристик ИК

7.3.2.1 Общие положения

7.3.2.1.1 Для определения метрологических характеристик ИК системы всем расчетам, предусмотренным методикой поверки, предшествует установление исходных данных для определения погрешностей ИК.

7.3.2.1.2 Исходные предположения для вычисления погрешностей

Погрешности измерительных трансформаторов и электросчетчика относятся к инструментальным погрешностям. Погрешность счета импульсов в контроллере относится к методическим погрешностям.

При наличии на объекте УСПД (контроллера), оснащенного средствами отображения информации в именованных величинах энергии и мощности и отсчета времени, определение метрологических характеристик ИИС проводят только для ИК, включающего измерительные трансформаторы, счетчики, линии связи от счетчиков до УСПД и собственно УСПД. Линии передачи данных от УСПД по каналам связи на ИВК (ЭВМ) не влияют на погрешность измерений в силу цифрового характера передачи данных. В этом случае на ИВК (ЭВМ) должен проверяться запрет несанкционированного доступа к измерительной информации, и точность хода часов в ИВК (ЭВМ), которая влияет на погрешность измерений времени в ИК. Если ИВК подключен к ИК, работает только в режиме индикации и не участвует в процессе измерений, то этот ИВК не включают в состав ИК системы.

Погрешность измерения времени определяется погрешностью таймера, который может быть установлен в счетчике, в контроллере или, соответственно, в ИВК и погрешностью, обусловленной запаздыванием в линии передачи данных сигналов корректировки, поступающих от УСВ для синхронизации таймеров.

Принимаемый закон распределения погрешностей - нормальный.

Факторы, определяющие погрешность, независимы.

Доверительная вероятность определения погрешности равна 0,95.

Погрешности измерительных трансформаторов не коррелированы между собой.

Колебания напряжения в сети составляют $\pm 10\%$ от номинального значения, колебания частоты $\pm 5\%$ от номинального, изменения фазы тока относительно напряжения происходят от φ_{\max} до φ_{\min} .

Закон распределения влияющих факторов предполагается нормальным, за исключением амплитуды 3-й гармоники, амплитуды вибрации и напряженности переменного магнитного поля, законы распределения которых предполагаются экспоненциальными.

Предполагаются следующие значения математического ожидания факторов, влияющих на погрешность:

- 1) напряжение: номинальное напряжение электросчетчика;
- 2) нагрузка по току: симметричная;
- 3) фазовый сдвиг между током и напряжением: $(\varphi_{\max} - \varphi_{\min})/2$;

- 4) частота: 50 Гц;
- 5) отклонение индукционного электросчетчика от вертикального положения: 0°;
- 6) температура окружающей среды: 23°С.

7.3.2.2 Порядок расчета МХ для ИК активной энергии и мощности

Предел допускаемой относительной погрешности (приписанная характеристика погрешности измерений) измерительного канала при измерениях электроэнергии (мощности), при доверительной вероятности 0,95, вычисляется как композиция пределов допускаемых значений составляющих для реальных условий эксплуатации системы по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_J^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_\pi^2 + \delta_{c.o}^2 + \sum_{j=1}^I \delta_{c_j}^2} \quad (7.1)$$

где δ_J — токовая погрешность ТТ, %;

δ_U — погрешность напряжения ТН, %;

δ_θ — погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ θ_J и ТН θ_U , %;

δ_π — погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %;

$\delta_{c.o}$ — относительная погрешность счетчика, %;

δ_{c_j} — дополнительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины, %;

I — число влияющих величин;

Все указанные в формуле (7.1) составляющие погрешности измерительного канала представляют собой пределы допускаемых значений $\pm \delta$ (с соответствующим индексом), числовые значения которых получают из технической документации на СИ. В случае отсутствия в составе ИК измерительных трансформаторов погрешности δ_J , δ_U , δ_θ , δ_π и коэффициент 1,1 из формулы (7.1) исключаются.

Метрологические характеристики ИК нормируют для рабочих условий применения, а именно:

- сила электрического тока 0÷120% от номинального значения силы первичного тока ТТ;
- напряжение (0,9÷1,1) $U_{ном}$;
- частота (0,95÷1,05) $f_{ном}$;
- коэффициент мощности от 0,5 инд до 1,0;
- режим работы сети однофазный, симметричный, высшие гармоники отсутствуют;
- температура окружающего воздуха в местах наружного расположения измерительных компонентов ИИС не должна выходить за пределы (-40 ... +60) °С, относительная влажность в местах расположения счетчиков не более 98 % при 35 °С. Фактическая температура окру-

жающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии должна находиться в пределах (- 40...+50) °С;

- индукция внешнего магнитного поля, создаваемого током частоты, одинаковой с частотой подаваемого на счетчик напряжения, в местах расположения счетчиков не должна превышать 0,5 мТл;
- нагрузка на вторичные цепи ТТ и ТН должна находиться в допустимых пределах, установленных в технической документации измерительные трансформаторы;
- потери напряжения в линиях соединения счётчика с ТН не должны превышать 0,25% от номинального значения напряжения на вторичной обмотке ТН.

7.3.2.2.1 Погрешность δ_θ измерений активной электроэнергии (мощности), обусловленную трансформаторной схемой подключения счетчика, вычисляют по формуле:

$$\delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (7.2)$$

Погрешность δ_θ при измерениях количества реактивной электроэнергии (мощности) вычисляют по формуле:

$$\delta_{\theta_Q} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi} \quad \text{или} \quad \delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}} \quad (7.3)$$

Значение коэффициента мощности $\cos \phi$ ($\sin \phi$) определяется по измеренному тридцатиминутному значению активной W_{WP} и реактивной W_{WQ} электроэнергии:

$$\cos \phi = \frac{|W_P|}{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}} \quad (7.4)$$

$$\sin \phi = \frac{|W_Q|}{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}} \quad (7.5)$$

В формулах приведены следующие обозначения:

- θ_J — угловая погрешность ТТ по ГОСТ 7746, мин;
- θ_U — угловая погрешность ТН по ГОСТ 1983, мин;
- $\cos \varphi$ — коэффициент мощности по активной электроэнергии контролируемого присоединения, усредненный за 30 мин.
- $\sin \varphi$ — коэффициент мощности по реактивной электроэнергии контролируемого присоединения, усредненный за 30 мин.

7.3.2.2.2 Погрешности трансформаторов тока.

Пределы допустимых погрешностей вторичных обмоток для измерений и учета измерительных трансформаторов тока в рабочих условиях применения при установившемся режиме в соответствии с ГОСТ 7746 приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Пределы допускаемых погрешностей трансформаторов тока.

Класс точности	Первичный ток, % номинального значения	Предел допускаемой погрешности	
		Токовой	Угловой
0,1	5	±0,4	±15'
	20	±0,2	±8'
	100-120	±0,1	±5'
0,2	5	±0,75	±30'
	20	±0,35	±15'
	100-120	±0,2	±10'
0,2S	1	±0,75	±30'
	5	±0,35	±15'
	20	±0,2	±10'
	100	±0,2	±10'
	120	±0,2	±10'
0,5	5	±1,5	±90'
	20	±0,75	±45'
	100-120	±0,5	±30'
0,5S	1	±1,5	±90'
	5	±0,75	±45'
	20	±0,5	±30'
	100	±0,5	±30'
	120	±0,5	±30'
1	5	±3,0	±180'
	20	±1,5	±90'
	100-120	±1,0	±60'

Предел нагрузки 25%-100% от номинального значения.

7.3.2.2.3 Погрешности трансформаторов напряжения.

В соответствии с ГОСТ 1983 для измерительных трансформаторов напряжения пределы допускаемых погрешностей вторичных обмоток для измерений и учета тока в рабочих условиях применения при установившемся режиме указаны в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Предельные значения допускаемых погрешностей трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 1983.

Класс точности	Пределы допускаемой погрешности	
	напряжения, %	угловой
0,2	±0,2	±10'
0,5	±0,5	±20'
1,0	±1,0	±40'

7.3.2.2.4 Погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН.

Погрешность $\delta_{\text{л}}$ принимаются согласно значениям потерь напряжения в линии от ТН к счетчику и имеют следующие значения:

- для ТН класса точности 1,0 принять $\delta_n=0,5\%$;
- для ТН класса точности 0,5 и точнее $\delta_n=0,25\%$.

Так же возможно получение значений δ_n по итогам инструментального измерения потерь напряжения в линии от ТН до счетчика.

7.3.2.2.5 Погрешности счетчиков электроэнергии.

7.3.2.2.5.1 Расчет основных погрешностей счетчиков электроэнергии.

Расчет основных погрешностей счетчиков электроэнергии определяется классами точности применяемых приборов, а также стандартами и ТУ по которым они изготовлены.

В таблицах 7.3, 7.4, 7.5 приводятся пределы основной погрешности счетчиков активной энергии $\delta_{с.о.}$, вызываемой изменением тока, выраженные в процентах.

Таблица 7.3 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности для счетчиков активной энергии с симметричными нагрузками в соответствии с ГОСТ Р 52321.

Значения тока		Коэффициент мощности	Пределы погрешности, %, для счетчика класса точности
с непосредственным включением	включаемых через трансформатор		
			1
$0,05 I_6 \leq I < 0,10 I_6$	$0,02 I_{НОМ} \leq I < 0,05 I_{НОМ}$	1	$\pm 1,5$
	$0,05 I_{НОМ} \leq I < 0,10 I_{НОМ}$		$\pm 1,0$
$0,10 I_6 \leq I \leq I_{макс}$	$0,05 I_{НОМ} \leq I \leq I_{макс}$	1	$\pm 1,5$
	$0,10 I_{НОМ} \leq I \leq I_{макс}$		
$0,10 I_6 \leq I < 0,20 I_6$	$0,05 I_{НОМ} \leq I < 0,10 I_{НОМ}$	0,5	$\pm 1,5$
	$0,10 I_{НОМ} \leq I < 0,20 I_{НОМ}$	0,8	
$0,20 I_6 \leq I \leq I_{макс}$	$0,10 I_{НОМ} \leq I \leq I_{макс}$	0,5	$\pm 1,0$
	$0,02 I_{НОМ} \leq I \leq I_{макс}$	0,8	

Таблица 7.4 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности для счетчиков активной энергии с симметричными нагрузками в соответствии с ГОСТ Р 52322.

Значения тока		Коэффициент мощности	Пределы погрешности, %, для счетчика класса точности
с непосредственным включением	включаемых через трансформатор		
			1
$0,05 I_6 \leq I < 0,10 I_6$	$0,02 I_{НОМ} \leq I < 0,05 I_{НОМ}$	1	$\pm 1,5$
			$\pm 1,0$
$0,10 I_6 \leq I < 0,20 I_6$	$0,05 I_{НОМ} \leq I < 0,10 I_{НОМ}$	0,5	$\pm 1,5$
		0,8	
$0,20 I_6 \leq I \leq I_{макс}$	$0,10 I_{НОМ} \leq I \leq I_{макс}$	0,5	$\pm 1,5$
		0,8	

Таблица 7.5 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности для счетчиков активной энергии с симметричными нагрузками в соответствии с ГОСТ Р 52323.

Значения тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, %, для счетчика класса точности	
		0,2S	0,5S
$0,01 I_{НОМ} \leq I < 0,05 I_{НОМ}$	1,00	$\pm 0,4$	$\pm 1,0$
$0,05 I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$		$\pm 0,2$	$\pm 0,5$
$0,02 I_{НОМ} \leq I < 0,10 I_{НОМ}$	0,5	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$
$0,10 I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$	0,8	$\pm 0,3$	$\pm 0,6$

В таблице 7.6 приводятся пределы основной погрешности счетчиков реактивной энергии $\delta_{с.о.}$, вызываемой изменением тока, выраженные в процентах.

Таблица 7.6 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности для счетчиков реактивной энергии с симметричными нагрузками в соответствии с ГОСТ Р 52325.

Значение тока для счетчиков		Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной погрешности, %, для счетчиков класса точности	
с непосредственным включением	включаемых через трансформатор		1	2
$0,05I_6 \leq I < 0,10I_6$	$0,02I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	1,00	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
$0,10I_6 \leq I \leq I_{МАКС}$	$0,05I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$	1,00	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$
$0,10I_6 \leq I < 0,20I_6$	$0,05I_{НОМ} \leq I < 0,10I_{НОМ}$	0,50	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
$0,20I_6 \leq I \leq I_{МАКС}$	$0,10I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$	0,50	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$
$0,20I_6 \leq I \leq I_{МАКС}$	$0,10I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$	0,25	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$

Для измерительных каналов, в состав которых входит счетчик с классом точности по реактивной энергии 0,5, при расчете погрешности измерительного канала следует учитывать пределы допускаемой основной погрешности, указанные в документации завода-изготовителя на конкретный счетчик. При отсутствии данных завода-изготовителя о погрешностях счетчиков класса точности 0,5 по реактивной энергии принимаются значения пределов погрешностей (основной и дополнительных), указанных ГОСТ Р 52425-2005 для счетчиков класса точности 1,0; так как пределы погрешностей счетчиков класса точности 0,5 при измерении реактивной энергии для данных типов счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 1,0.

7.3.2.2.5.2 Расчет дополнительных погрешностей счетчика.

При расчете погрешностей для счетчиков используются пределы погрешностей в соответствии со стандартами и документации завода-изготовителя, по которым они изготовлены.

Суммарная дополнительная погрешность счетчика рассчитывается для реальных условий эксплуатации.

Существенными влияющими величинами для электронных счетчиков активной энергии согласно ГОСТ Р 52321 являются:

- 1) Дополнительная погрешность от изменения температуры $\delta_{с\tau}$, %;
- 2) Дополнительная погрешность от изменения напряжения $\delta_{сU}$, %;

- 3) Дополнительная погрешность от изменения частоты δ_{CF} , %;
- 4) Дополнительная погрешность от магнитной индукции внешнего происхождения δ_{CH} , %;
- 5) Дополнительная погрешность от отклонения от вертикали δ_{CV} , %.

В таблице 7.7 приведены значения пределов дополнительных погрешностей для счетчиков класса точности 1 в соответствии с ГОСТ Р 52321.

Таблица 7.7 – Влияющие величины

Влияющая величина	Ток при симметричной нагрузке		Коэффициент мощности	Пределы допускаемой дополнительной погрешности, %, для счетчиков класса точности 1
	с непосредственным включением	включаемые через трансформатор		
Изменение окружающей температуры	$0,10I_B \leq I \leq I_{\max}$	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\max}$ $0,10I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\max}$	1,0	Средний температурный коэффициент, % 0,05
	$0,20I_B \leq I \leq I_{\max}$	$0,10I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\max}$ $0,20I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\max}$	0,5	0,07
Изменение напряжения ± 10 %				Пределы дополнительной погрешности, %
	$0,10I_B$	$0,10I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,00
	$0,50I_{\max}$ $0,50I_{\max}$	$0,50I_{\max}$ $0,50I_{\max}$	1,0 0,5	0,70 1,00
Изменение частоты: ± 2 % ± 5 %	$0,10I_B$	$0,10I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,00
	$0,50I_{\max}$	$0,50I_{\max}$	1,0	0,80
	$0,50I_{\max}$	$0,50I_{\max}$	0,5	1,00
Магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл	I_B^*	$I_{\text{НОМ}}^*$	1,0	2,00
Отклонение от вертикали 3°	$0,05 I_B$	$0,02 I_{\text{НОМ}}$ $0,05 I_{\text{НОМ}}$	1,0	2,00
	I_B и I_{\max}	$I_{\text{НОМ}}$ и I_{\max}		0,40

*При расчете предела допускаемой относительной погрешности измерительного канала значение предела дополнительной погрешности от влияния магнитной индукции внешнего происхождения 0,5 мТл принимается равным указанному в таблице значению для всего диапазона токов.

Существенными влияющими величинами для электронных счетчиков активной энергии класса точности 1,0 согласно ГОСТ Р 52322 являются:

- 1) Дополнительная погрешность от изменения температуры δ_{CT} , %;
- 2) Дополнительная погрешность от изменения напряжения δ_{CU} , %;
- 3) Дополнительная погрешность от изменения частоты δ_{CF} , %;
- 4) Дополнительная погрешность от магнитной индукции внешнего происхождения δ_{CH} , %.

В таблице 7.8 приведены значения пределов дополнительных погрешностей для счетчиков класса точности 1 в соответствии с ГОСТ Р 52322.

Таблица 7.8 – Влияющие величины

Влияющая величина	Ток при симметричной нагрузке		Коэффициент мощности	Пределы допускаемой дополнительной погрешности, %, для счетчиков класса точности 1
	с непосредственным включением	включаемые через трансформатор		
Изменение окружающей температуры	$0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	Средний температурный коэффициент, % 0,05
	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,1I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	0,07
Изменение напряжения $\pm 10\%$	$0,05I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,02I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	Пределы дополнительной погрешности, % 0,70
	$0,10I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	1,00
Изменение частоты $\pm 2\%$	$0,05I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,02I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,50
	$0,10I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	0,70
Магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл	I_6^*	$I_{\text{ном}}^*$	1,0	2,00

*При расчете предела допускаемой относительной погрешности измерительного канала значение предела дополнительной погрешности от влияния магнитной индукции внешнего происхождения 0,5 мТл принимается равным указанному в таблице значению для всего диапазона токов.

Существенными влияющими величинами для электронных счетчиков активной энергии согласно ГОСТ Р 52323 являются:

- 1) Дополнительная погрешность от изменения температуры $\delta_{\text{сТ}}$, %;
- 2) Дополнительная погрешность от изменения напряжения $\delta_{\text{сУ}}$, %;
- 3) Дополнительная погрешность от изменения частоты $\delta_{\text{сФ}}$, %;
- 4) Дополнительная погрешность от магнитной индукции внешнего происхождения $\delta_{\text{сИ}}$, %.

В таблице 7.9 приведены значения пределов дополнительных погрешностей для соответствующего класса точности счетчиков в соответствии с ГОСТ Р 52323.

Таблица 7.9 – Влияющие величины

Влияющая величина	Значение тока	Коэффициент мощности	Класс точности счетчиков	
			0,2S	0,5S
Изменение окружающей температуры	$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	Средний температурный коэффициент, %/К 0,01 0,03	
	$0,10I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	0,02	0,05
Изменение напряжения $\pm 10\%$	$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	Пределы дополнительной погрешности, % 0,10 0,20	
	$0,10I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	0,20	0,40

Изменение частоты ± 2 %	$0,05I_6 \leq I \leq I_{\max}$	1,0	0,10	0,20
	$0,10I_6 \leq I \leq I_{\max}$	0,5		
Магнитная индукция внешнего происхож- дения 0,5 мТл	$I_{\text{ном}}^*$	1,0	0,50	1,00

*При расчете предела допускаемой относительной погрешности измерительного канала значение предела дополнительной погрешности от влияния магнитной индукции внешнего происхождения 0,5 мТл принимается равным указанному в таблице значению для всего диапазона токов.

Существенными влияющими величинами для электронных счетчиков реактивной энергии согласно ГОСТ Р 52425 являются:

- 1) Дополнительная погрешность от изменения температуры δ_{Ct} , %;
- 2) Дополнительная погрешность от изменения частоты δ_{Cf} , %;
- 3) Дополнительная погрешность от внешнего электромагнитного поля δ_{CH} , %.

В таблице 7.10 приведены значения пределов дополнительных погрешностей для соответствующего класса точности счетчиков в соответствии с ГОСТ Р 52425.

Таблица 7.10 – Влияющие величины

Влияющая величина	Значение тока, А (при симметричной нагрузке, если не оговорено особо) для счетчиков		Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Класс точности счетчика	
	с непосредственным включением	включаемых через трансформатор		1	2
Изменение температуры окружающего воздуха	$0,10I_6 \leq I \leq I_{\max}$	$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$	1,0	Средний температурный коэффициент, %/К, 0,05 0,10	
	$0,20I_6 \leq I \leq I_{\max}$	$0,10I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$	0,5	0,07	0,15
Изменение частоты $\pm 2\%$	$0,05I_6 \leq I \leq I_{\max}$	$0,02I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$	1,0	1,5	2,5
	$0,10I_6 \leq I \leq I_{\max}$	$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$	0,5	1,5	2,5
Магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл	I_6^*	$I_{\text{ном}}^*$	1	2,0	3,0

*При расчете предела допускаемой относительной погрешности измерительного канала значение предела дополнительной погрешности от влияния магнитной индукции внешнего происхождения 0,5 мТл принимается равным указанному в таблице значению для всего диапазона токов.

Дополнительные погрешности счетчика от изменения температуры δ_{Ct} считаются по формуле:

$$\delta_{Ct} = K_t \cdot |t_{\max} - t_{\text{ном}}|, \% \quad (7.6)$$

где K_t – средний температурный коэффициент счетчика;

$t_{\text{макс}}$ – предельная эксплуатационная температура;

$t_{\text{норм}}$ – нормальная температура (23 °С).

Дополнительная погрешность счетчиков от изменения напряжения вычисляется по формуле:

$$\delta_{CU} = \delta_{CUt} \cdot ((U_{\text{макс}} - U_{\text{ном}}) / U_{\text{ном}}) \cdot 100 \% \quad (7.7)$$

где δ_{CUt} – табличное значение дополнительной погрешности;

$U_{\text{макс}}$ – максимальное напряжение;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение.

Дополнительная погрешность от изменения частоты δ_{Cf} вычисляется по формуле:

$$\delta_{Cf} = \delta_{CfT} \cdot (|f_{\text{макс}} - f_{\text{ном}}| / f_{\text{ном}}) \cdot 100 \% \quad (7.8)$$

где δ_{CfT} – табличное значение дополнительной погрешности;

$f_{\text{макс}}$ – максимальная частота;

$f_{\text{ном}}$ – номинальная частота.

При измерении электрической энергии на коротких интервалах времени порядка нескольких минут возникают дополнительные погрешности, обусловленные дискретностью измерительных процедур в счетчике, УСД и УСПД. Такие же погрешности возникают при измерении мощности на тех же интервалах времени. Эти погрешности рассчитываются по формулам.

Пределы допускаемой относительной погрешности по средней мощности для измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых не производилась корректировка времени, рассчитываются по следующим формулам:

На основании показаний о мощности, полученных с импульсных выходов счетчика:

$$\delta_p = \pm 1,1 \sqrt{\delta_s^2 + \left(\frac{60}{A \cdot P \cdot T} \cdot 100\%\right)^2 + \left(\frac{\Delta t_{\text{УСД}}}{60 \cdot T} \cdot 100\%\right)^2} \quad (7.9)$$

где

δ_p – пределы допускаемой относительной погрешности по мощности;

δ_s – пределы допускаемых значений относительной погрешности при измерении электрической энергии;

P – величина измеренной средней мощности, выраженная в кВт (квар);

T – интервал усреднения мощности, выраженный в минутах;

A – передаточное число счетчика с импульсным выходом (имп./кВт.ч);

$\Delta t_{\text{УСД}}$ – период опроса УСД в секундах, при его наличии, и $\Delta t_{\text{УСД}} = 0$, при его отсутствии.

На основании данных профиля нагрузки, считанных в цифровом виде:

$$\delta_p = \pm 1,1 \sqrt{\delta_s^2 + \left(\frac{60K_E}{P \cdot T} \cdot 100\% + \frac{1_{\text{ед.мл.разр.}}}{P} \cdot 100\%\right)^2} \quad (7.10)$$

где

δ_p – пределы допускаемой относительной погрешности по мощности;

δ_s – пределы допускаемых значений относительной погрешности при измерении электрической энергии;

P – величина измеренной средней мощности, выраженная в кВт (квар);

T – интервал усреднения мощности, выраженный в минутах;

K_E - внутренняя константа счетчика (величина, эквивалентная «внутреннему» 1 имп., выраженному в кВт·ч; квар·ч);

$I_{ед.мл.разр.}$ – единица младшего разряда измеренной средней мощности, выраженная в кВт (квар).

Предел допускаемой дополнительной погрешности по средней мощности на интервале усреднения, на котором производилась корректировка времени, рассчитывается по формуле:

$$\delta_{p.корр} = \frac{\Delta t}{60 \cdot T} \cdot 100\% \quad (7.11)$$

где

Δt – величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчике (в секундах);

T – интервал усреднения мощности в минутах.

Предел допускаемой погрешности по времени в каждой точке учета ± 5 с (при наличии связи со счетчиком).

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении метрологической поверки в соответствии с Методикой поверки и Методикой измерений.

В приложении Б приведены расчетные значения суммарной дополнительной погрешности счетчика при нормальных условиях.

7.3.2.6 Система считается прошедшей поверку, если по результатам расчета пределы допускаемых погрешностей не превышают пределов, указанных в эксплуатационной документации на систему.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Рекомендации по поверке УСПД на месте эксплуатации. Расчет минимально допустимого времени испытаний УСПД при проведении поверки ИИС на месте эксплуатации

1. При определении погрешности счета импульсов, поступающих от электросчетчиков в УСПД (контроллер) и перевода числа импульсов в соответствующие значения электрической энергии, обычно используется разность показаний счетного устройства электросчетчика. При этом счетчик, с действующим клеймом поверки, используется как эталонный прибор. Показания УСПД сравниваются с приращением показаний счетчика и погрешность УСПД определяется по формуле:

$$\delta m = \left(\frac{E_{км} - E_{нм}}{E_{кс} - E_{км}} - 1 \right) \times 100\% , \quad (1)$$

где δm - предел допускаемой относительной погрешности УСПД, %;

$E_{км}$ и $E_{нм}$ - конечное и начальное значение показаний энергии УСПД, кВт·ч;

$E_{кс}$ и $E_{нс}$ - конечное и начальное значение показаний энергии счетчика, кВт·ч.

Этот метод очень удобен в эксплуатации, т.к. при проведении поверки не нарушает работоспособность и целостность системы. Причем на результаты определения погрешности УСПД не влияет значение классов точности используемых при этом счетчиков.

Однако этот метод может давать большие погрешности при неправильном планировании и проведении поверки. Во-первых, должна быть обеспечена одновременность отсчета начальных и конечных показаний счетчика и УСПД. Желательно это делать по сигналам точного времени, передаваемых, например, радиостанцией «Маяк» или по предварительно синхронизированным часам, при этом расхождение в моментах фиксации показаний счетчика и УСПД должно быть не более 1 секунды.

Во-вторых, приращение показаний электросчетчиков должно быть достаточно большое, чтобы на результаты эксперимента не оказывали существенное влияние неточности считывания показаний приборов и дискретность их отсчетных устройств.

Поэтому для правильного проведения испытаний сначала необходимо определить минимально допустимое приращение энергии, которое должно быть измерено счетчиком за время проведения испытаний.

2. Основной вклад в погрешность указанного метода вносит дискретность счетного устройства или величина единицы (указателя) младшего разряда счетчика, т.е. величина энергии, которую нельзя точно считать с суммирующего устройства счетчика Δc . Для того, чтобы ошибка от считывания была несущественной, следует принимать значения приращений показаний суммирующих устройств такими, чтобы выполнялось соотношение:

$$(E_{кс} - E_{нс}) = \frac{3\Delta c}{\delta m} 100\% , \quad (2)$$

где δm - предел допускаемой относительной погрешности УСПД, %;

Δc - дискретность счетного устройства или величина единицы (указателя) младшего разряда, кВт·ч;

$E_{кс}$ и $E_{нс}$ - конечное и начальное показания счетчика, кВт·ч .

Соответственно, конечное показание электросчетчика в конце проведения поверки УСПД рассчитывается по формуле:

$$E_{кс} = \frac{3\Delta c}{\delta m} 100\% + E_{нс} , \quad (3)$$

3. В случае, если Δm - дискретность показаний УСПД (величина единицы младшего разряда) сопоставима с Δc , т.е.:

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Результаты поверки оформляются путем записи в протоколе поверки. Заполненные протоколы прилагаются к Формуляру системы ВЛСТ 150.00.000 ФО.

8.2 При положительных результатах поверки выдается «Свидетельство о поверке» в соответствии с ПР 50.2.006-94.

8.3 При отрицательных результатах поверки система к эксплуатации не допускается и выписывается «Извещение о непригодности» в соответствии с ПР 50.2.006-94 с указанием причин непригодности.

Начальник лаборатории ФГУП «ВНИИМС»



В.В. Новиков

Зам. ген. директора ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»



А.Я. Щитников

$$\Delta m \geq \frac{\Delta c}{2}, \quad (4)$$

то следует учитывать это влияние на результат определения погрешности УСПД. Аналогично учитывается влияние от дискретности импульсов, идущих от счетчика, если выполняется соотношение:

$$\frac{1}{R} \geq \frac{\Delta c}{2}, \quad (5)$$

где R - передаточное число имп./кВт·ч.

Общая формула для определения показаний электросчетчика в конце проведения поверки УСПД, с учетом всех влияющих параметров рассчитывается по формуле:

$$E_{кс} = \frac{3(\Delta c + \Delta m + \frac{1}{R})}{\delta m} 100\% + E_{нс}. \quad (6)$$

4. Пример 1.

Определить необходимое приращение показаний электросчетчика для проведения поверки УСПД и его погрешность исходя из следующих условий:

- предел допускаемой относительной погрешности счета импульсов и перевода в именованные единицы УСПД составляет $\delta m = 0,05\%$;
- начальное показание УСПД 2856,38 кВт·ч;
- дискретность показаний УСПД $\Delta m = 0,01$ кВт·ч;
- счетчик имеет электронное счетное устройство с дискретностью $\Delta c = 0,1$ кВт·ч;
- начальное показание счетчика 2856,3 кВт·ч;
- фиксация начальных показаний счетчика и УСПД производилась синхронно по сигналам точного времени;
- постоянная счетчика $R = 1000$ имп./кВт·ч.

Решение.

Определяем значимость параметров счетчика и УСПД по формулам (4) и (5) **Приложения 1:**

$$\Delta m < \Delta c / 2, \text{ т.е. } (0,01 < 0,05)$$

$$\frac{1}{R} < \frac{\Delta c}{2}, \text{ т.е. } (0,001 < 0,05)$$

т.е. параметры Δm и $1/R$ незначительные. По формуле (3) определяем конечное показание электросчетчика:

$$E_{кс} = \frac{3 \cdot 0,1}{0,05\%} \cdot 100\% + 2856,3 = 3456,3 \text{ кВт·ч}$$

В момент, когда показание счетчика примет любое значение большее, чем $E_{кс}$, в тот же момент, но не позднее чем через 1 секунду, следует зафиксировать показания УСПД и рассчитать погрешность по формуле (1).

Пусть, например, были получены следующие результаты измерений $E_{кс} = 3457,0$ кВт·ч, $E_{кт} = 3457,12$ кВт·ч. Тогда величина погрешности УСПД будет рассчитана по формуле:

$$\delta = \left(\frac{3457,0 - 2856,3}{3457,12 - 2856,38} - 1 \right) \times 100\% = -0,007\%$$

Вывод: УСПД можно признать годным, т.к. полученное значение погрешности ($\delta = -0,007\%$) не хуже нормированного ($\delta m = 0,05\%$).

5. Пример 2.

Спланировать эксперимент и определить погрешность УСПД исходя из следующих условий:

- предел допускаемой относительной погрешности счета импульсов и накопления измерительной информации в УСПД в течение суток $\delta m = 0,1\%$;
- дискретность показаний электроэнергии УСПД составляет $\Delta m = 0,01$ кВт·ч;
- счетчик имеет механическое счетное устройство барабанного типа, единица младшего разряда составляет $0,01$ кВт·ч, причем на последнем барабанчике нанесены 5 делений, барабанчик во время работы совершает равномерное вращение, таким образом, цена указателя младшего разряда счетчика составляет $\Delta c = 0,002$ кВт·ч;
- передаточное число $R = 2000$ имп./ кВт·ч;
- начальное показание счетчика $E_{нс} = 1112,318$ кВт·ч.

Решение:

Сначала определяем соотношение основных параметров:

$$\Delta m > \Delta c / 2, \text{ т.е. } (0,01 > 0,001)$$

$$\frac{1}{R} < \frac{\Delta c}{2}, \text{ т.е. } (0,0005 < 0,001).$$

Следовательно, Δm - существенно, а R - несущественный параметр, мы его не учитываем. По формуле (5) определяем конечное показание счетчика, при котором заканчиваем испытания:

$$E_{к\ c} = \frac{3(\Delta c + \Delta m)}{\delta} 100\% + E_{н\ c} = \frac{3(0,002 + 0,01)}{0,1\%} 100\% + E_{н\ c} = 36 + 1112,318 = 1148,318 \text{ кВт·ч.}$$

Допустим, что среднесуточное изменение показаний электросчетчика составляет 9 кВт·ч и испытания длились 4 суток, причем погрешность УСПД в результате эксперимента составила $0,17\%$. Значение полученной погрешности следует привести к одним суткам по следующей формуле:

$$\delta_{сут} = \frac{0,17}{\sqrt{4}} \approx 0,09\% ,$$

где $\delta_{сут}$ - приведенная к суткам относительная погрешность УСПД, %;
 4 - количество суток, за которые была определена погрешность УСПД;
 $0,17\%$ - экспериментально полученная величина погрешности за 4 суток.

Вывод: Полученное значение погрешности УСПД ($\delta = 0,09\%$) не хуже нормированного предела допускаемой погрешности ($\delta m = 0,1\%$), следовательно, УСПД нужно признать пригодным к применению.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)

Таблицы рассчитанных дополнительных погрешностей счетчиков

В таблицах приведен расчет суммарной погрешности счетчика при нормальной температуре (23°C), при изменении напряжения ±10%, частоты ±2%, ±5%, при отклонении от вертикали 3°, магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл. В таблицах выделены области, в которых значения погрешностей не нормируются и приведены для справки.

Таблица Б.1 – Расчет дополнительных погрешностей счетчиков активной энергии

Канал учета	$\delta_{\%W}$ $W_{\%} \leq W < W_{\%}$	Cos φ	Дополнительные погрешности счетчика от j-й влияющей величины					Суммарная погрешность счетчика $\delta_c, \%$
			$d_{Cb}, \%$	$d_{CU}, \%$	$d_{Cb}, \%$	$d_{CH}, \%$	$d_{CV}, \%$	
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
С непосредственным включением Счётчик класс точности 1,0 ГОСТ Р 52322	$\delta_{1(2)\%W}$ $W_{1(2)\%} \leq W < W_{5\%}$	1	0,05	0,70	0,5	2,0	-	2,4
		0,8	0,05	1,00	0,7	2,0	-	2,6
		0,5	0,07	1,00	0,7	2,0	-	2,6
	$\delta_{5\%W}$ $W_{5\%} \leq W < W_{20\%}$	1	0,05	0,70	0,5	2,0	-	2,4
		0,8	0,70	1,00	0,7	2,0	-	2,7
		0,5	0,70	1,00	0,7	2,0	-	2,7
	$\delta_{20\%W}$ $W_{20\%} < W \leq W_{100\%}$	1	0,05	0,70	0,5	2,0	-	2,4
		0,8	0,07	1,00	0,7	2,0	-	2,6
		0,5	0,07	1,00	0,7	2,0	-	2,6
	$\delta_{100\%W}$ $W_{100\%} < W \leq W_{120\%}$	1	0,05	0,70	0,5	2,0	-	2,4
		0,8	0,07	1,00	0,7	2,0	-	2,6
		0,5	0,07	1,00	0,7	2,0	-	2,6

Канал учета	$\delta_{\%W}$ $W_{\%}\leq W < W_{\%}$	Cos φ	Дополнительные погрешности счетчика от j-й влияющей величины					Суммарная погрешность счетчика $\delta_c, \%$
			$d_{ct}, \%$	$d_{cu}, \%$	$d_{cf}, \%$	$d_{ch}, \%$	$d_{cv}, \%$	
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
С непосредственным включением Счётчик класс точности 1,0 ГОСТ Р 52321	$\delta_{1(2)\%W}$ $W_{1(2)\%}\leq W < W_{5\%}$	1	0,05	1,00	1,00	2,00	2,00	3,5
		0,8	0,05	1,00	1,00	2,0	2,00	3,5
		0,5	0,70	1,00	1,00	2,0	2,00	3,6
	$\delta_{5\%W}$ $W_{5\%}\leq W < W_{20\%}$	1	0,05	1,00	1,00	2,0	2,00	3,5
		0,8	0,07	1,00	1,00	2,0	2,00	3,5
		0,5	0,70	1,00	1,00	2,0	2,00	3,6
	$\delta_{20\%W}$ $W_{20\%}< W \leq W_{100\%}$	1	0,05	1,00	1,00	2,0	2,00	3,5
		0,8	0,07	1,00	1,00	2,0	2,00	3,5
		0,5	0,07	1,00	1,00	2,0	2,00	3,5
	$\delta_{100\%W}$ $W_{100\%}< W \leq W_{120\%}$	1	0,05	0,70	0,8	2,0	0,40	2,5
		0,8	0,07	1,00	1,00	2,0	0,40	2,7
		0,5	0,07	1,00	1,00	2,0	0,40	2,7
Счётчик класс точности 0,5S ГОСТ Р 52323	$\delta_{1(2)\%W}$ $W_{1(2)\%}\leq W < W_{5\%}$	1	0,03	0,20	0,2	1,0	-	1,1
		0,8	0,05	0,40	0,2	1,0	-	1,2
		0,5	0,05	0,40	0,2	1,0	-	1,2
	$\delta_{5\%W}$ $W_{5\%}\leq W < W_{20\%}$	1	0,03	0,20	0,2	1,0	-	1,1
		0,8	0,05	0,40	0,2	1,0	-	1,2
		0,5	0,05	0,40	0,2	1,0	-	1,2
	$\delta_{20\%W}$ $W_{20\%}< W \leq W_{100\%}$	1	0,03	0,20	0,2	1,0	-	1,1
		0,8	0,05	0,40	0,2	1,0	-	1,2
		0,5	0,05	0,40	0,2	1,0	-	1,2
	$\delta_{100\%W}$	1	0,03	0,20	0,2	1,0	-	1,1

Канал учета	$\delta_{\%W}$ $W_{\%}\leq W < W_{\%}$	Cos φ	Дополнительные погрешности счетчика от j-й влияющей величины					Суммарная погрешность счетчика $\delta_c, \%$
			d _{ct} , %	d _{cu} , %	d _{cf} , %	d _{ch} , %	d _{cv} , %	
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
	$W_{100\%} < W \leq W_{120\%}$	0,8	0,05	0,40	0,2	1,0	-	1,2
		0,5	0,05	0,40	0,2	1,0	-	1,2
Счётчик класс точности 0,2S ГОСТ Р 52323	$\delta_{1(2)\%W}$ $W_{1(2)\%} \leq W < W_{5\%}$	1	0,01	0,10	0,1	0,5	-	0,6
		0,8	0,02	0,20	0,1	0,5	-	0,6
		0,5	0,02	0,20	0,1	0,5	-	0,6
	$\delta_{5\%W}$ $W_{5\%} \leq W < W_{20\%}$	1	0,01	0,10	0,1	0,5	-	0,6
		0,8	0,02	0,20	0,1	0,5	-	0,6
		0,5	0,02	0,20	0,1	0,5	-	0,6
	$\delta_{20\%W}$ $W_{20\%} < W \leq W_{100\%}$	1	0,01	0,10	0,1	0,5	-	0,6
		0,8	0,02	0,20	0,1	0,5	-	0,6
		0,5	0,02	0,20	0,1	0,5	-	0,6
	$\delta_{100\%W}$ $W_{100\%} < W \leq W_{120\%}$	1	0,01	0,10	0,1	0,5	-	0,6
		0,8	0,02	0,20	0,1	0,5	-	0,6
		0,5	0,02	0,20	0,1	0,5	-	0,6
Включение через трансфор- матор Счётчик класс точности 1,0 ГОСТ Р 52322	$\delta_{1(2)\%W}$ $W_{1(2)\%} \leq W < W_{5\%}$	1	0,05	0,70	0,5	2,0	-	2,4
		0,8	0,05	1,00	0,7	2,0	-	2,6
		0,5	0,07	1,00	0,7	2,0	-	2,6
	$\delta_{5\%W}$ $W_{5\%} \leq W < W_{20\%}$	1	0,05	0,70	0,5	2,0	-	2,4
		0,8	0,70	1,00	0,7	2,0	-	2,7
		0,5	0,70	1,00	0,7	2,0	-	2,7
	$\delta_{20\%W}$ $W_{20\%} < W \leq W_{100\%}$	1	0,05	0,70	0,5	2,0	-	2,4
		0,8	0,07	1,00	0,7	2,0	-	2,6

Канал учета	$\delta_{\%W}$ $W_{\%} \leq W < W_{\%}$	Cos φ	Дополнительные погрешности счетчика от j-й влияющей величины					Суммарная погрешность счетчика $\delta_c, \%$
			$d_{ct}, \%$	$d_{cu}, \%$	$d_{cf}, \%$	$d_{ch}, \%$	$d_{cv}, \%$	
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
	$\delta_{100\%W}$ $W_{100\%} < W \leq W_{120\%}$	0,5	0,07	1,00	0,7	2,0	-	2,6
		1	0,05	0,70	0,5	2,0	-	2,4
		0,8	0,07	1,00	0,7	2,0	-	2,6
		0,5	0,07	1,00	0,7	2,0	-	2,6
Включение через трансформатор Счётчик класс точности 1,0 ГОСТ Р 52321	$\delta_{1(2)\%W}$ $W_{1(2)\%} \leq W < W_{5\%}$	1	0,05	1,00	1,00	2,00	2,00	3,5
		0,8	0,05	1,00	1,00	2,0	2,00	3,5
		0,5	0,70	1,00	1,00	2,0	2,00	3,6
	$\delta_{5\%W}$ $W_{5\%} \leq W < W_{20\%}$	1	0,05	1,00	1,00	2,0	2,00	3,5
		0,8	0,07	1,00	1,00	2,0	2,00	3,5
		0,5	0,70	1,00	1,00	2,0	2,00	3,6
	$\delta_{20\%W}$ $W_{20\%} < W \leq W_{100\%}$	1	0,05	1,00	1,00	2,0	2,00	3,5
		0,8	0,07	1,00	1,00	2,0	2,00	3,5
		0,5	0,07	1,00	1,00	2,0	2,00	3,5
	$\delta_{100\%W}$ $W_{100\%} < W \leq W_{120\%}$	1	0,05	0,70	0,8	2,0	0,40	2,5
		0,8	0,07	1,00	1,00	2,0	0,40	2,7
		0,5	0,07	1,00	1,00	2,0	0,40	2,7

Таблица Б.2 – Расчет дополнительных погрешностей счетчиков реактивной энергии

Канал учета	$\delta_{W_{\%} \leq W < W_{\%}}$	sin φ	Дополнительные погрешности счетчика не учитываются			Суммарная погрешность $d_w, \%$
			$d_{ct}, \%$	$d_{cf}, \%$	$d_{ch}, \%$	
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
С непосредственным включением Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425	$\delta_{1(2)\%W}$ $W_{1(2)\%} \leq W < W_{5\%}$	1	0,03	0,2	1,0	1,1
		0,8	0,05	0,2	1,0	1,1
		0,5	0,05	0,2	1,0	1,1
	$\delta_{5\%W}$ $W_{5\%} \leq W < W_{20\%}$	1	0,03	0,2	1,0	1,1
		0,8	0,05	0,2	1,0	1,1
		0,5	0,05	0,2	1,0	1,1
	$\delta_{20\%W}$ $W_{20\%} < W \leq W_{100\%}$	1	0,03	0,2	1,0	1,1
		0,8	0,05	0,2	1,0	1,1
		0,5	0,05	0,2	1,0	1,1
	$\delta_{100\%W}$ $W_{100\%} < W \leq W_{120\%}$	1	0,03	0,2	1,0	1,1
		0,8	0,05	0,2	1,0	1,1
		0,5	0,05	0,2	1,0	1,1
С непосредственным включением Счётчик класс точности 2 ГОСТ Р 52425	$\delta_{1(2)\%W}$ $W_{1(2)\%} \leq W < W_{5\%}$	1	0,03	0,2	1,0	1,1
		0,8	0,05	0,2	1,0	1,1
		0,5	0,05	0,2	1,0	1,1
	$\delta_{5\%W}$ $W_{5\%} \leq W < W_{20\%}$	1	0,03	0,2	1,0	1,1
		0,8	0,05	0,2	1,0	1,1
		0,5	0,05	0,2	1,0	1,1
	$\delta_{20\%W}$	1	0,03	0,2	1,0	1,1

Канал учета	$\delta_{\%W}$ $W_{\%} \leq W < W_{\%}$	$\sin \varphi$	Дополнительные погрешности счетчика не учитываются			Суммарная погрешность $d_w, \%$	
			$d_{ст}, \%$	$d_{сф}, \%$	$d_{сн}, \%$		
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	
	$W_{20\%} < W \leq W_{100\%}$	0,8	0,05	0,2	1,0	1,1	
		0,5	0,05	0,2	1,0	1,1	
	$\delta_{100\%W}$ $W_{100\%} < W \leq W_{120\%}$	1	0,03	0,2	1,0	1,1	
		0,8	0,05	0,2	1,0	1,1	
		0,5	0,05	0,2	1,0	1,1	
		0,5	0,05	0,2	1,0	1,1	
Включение через трансформатор Счётчик класс точности 1 ГОСТ Р 52425	$\delta_{1(2)\%W}$ $W_{1(2)\%} \leq W < W_{5\%}$	1	0,05	1,00	2,00	2,5	
		0,8	0,05	1,00	2,0	2,5	
		0,5	0,70	1,00	2,0	2,6	
	$\delta_{5\%W}$ $W_{5\%} \leq W < W_{20\%}$	1	0,05	1,00	2,0	2,5	
		0,8	0,07	1,00	2,0	2,5	
		0,5	0,70	1,00	2,0	2,6	
	$\delta_{20\%W}$ $W_{20\%} < W \leq W_{100\%}$	1	0,05	1,00	2,0	2,5	
		0,8	0,07	1,00	2,0	2,5	
		0,5	0,07	1,00	2,0	2,5	
	$\delta_{100\%W}$ $W_{100\%} < W \leq W_{120\%}$	1	0,05	0,8	2,0	2,4	
		0,8	0,07	1,00	2,0	2,5	
		0,5	0,07	1,00	2,0	2,5	
	Включение через трансформатор Счётчик класс точности 2 ГОСТ Р 52425	$\delta_{1(2)\%W}$ $W_{1(2)\%} \leq W < W_{5\%}$	1	0,05	1,00	2,00	2,5
			0,8	0,05	1,00	2,0	2,5
			0,5	0,70	1,00	2,0	2,6
$\delta_{5\%W}$		1	0,05	1,00	2,0	2,5	

Канал учета	$\delta_{\%W}$ $W_{\%} \leq W < W_{\%}$	$\sin \varphi$	Дополнительные погрешности счетчика не учитываются			Суммарная погрешность $d_w, \%$
			$d_{Ст}, \%$	$d_{Сф}, \%$	$d_{СН}, \%$	
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
	$W_{5\%} \leq W < W_{20\%}$	0,8	0,07	1,00	2,0	2,5
		0,5	0,70	1,00	2,0	2,6
	$\delta_{20\%W}$ $W_{20\%} < W \leq W_{100\%}$	1	0,05	1,00	2,0	2,5
		0,8	0,07	1,00	2,0	2,5
		0,5	0,07	1,00	2,0	2,5
	$\delta_{100\%W}$ $W_{100\%} < W \leq W_{120\%}$	1	0,05	0,8	2,0	2,4
		0,8	0,07	1,00	2,0	2,5
		0,5	0,07	1,00	2,0	2,5

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет порога чувствительности и диапазона измерений мощности нагрузки, для которого установлены пределы допускаемых относительных погрешностей

1. Нижний порог мощности нагрузки, ниже которого электрическая энергия счетчиком может не учитываться (порог чувствительности), рассчитывается по формуле:

$$W_{\text{чувств}} = U_{\text{ном}} \times I_{\text{ст}} \times \cos\varphi \times K_{\text{трт}} \times K_{\text{трн}} \times \sqrt{3} \times 10^{-3},$$

где

$\cos\varphi$ - коэффициент мощности, принимается $\cos\varphi=1$;

$K_{\text{трт}}$, $K_{\text{трн}}$ - коэффициенты трансформации измерительных преобразователей;

$U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ст}}$ - номинальные значения напряжения (линейного между фазами в вольтах) и «стартового» тока (в амперах) в счетчике при симметричной нагрузке;

$\sqrt{3}$ - коэффициент, учитывающий трехфазное включение и симметричную нагрузку;

10^{-3} - коэффициент, переводящий Вт в кВт;

$W_{\text{чувств}}$ выражается в кВт.

2. Диапазон мощности подключаемой нагрузки, для которого нормируется предел допускаемой погрешности, определяется следующим образом:

$$W_{\text{min}} = U_{\text{ном}} \times I_{\text{ном}} \times (m_{\text{min}}/100\%) \times \cos\varphi \times K_{\text{трт}} \times K_{\text{трн}} \times \sqrt{3} \times 10^{-6} \quad \text{и}$$

$$W_{\text{max}} = U_{\text{ном}} \times I_{\text{ном}} \times (m_{\text{max}}/100\%) \times \cos\varphi \times K_{\text{трт}} \times K_{\text{трн}} \times \sqrt{3} \times 10^{-6},$$

где

W_{min} и W_{max} - минимальная и максимальная границы диапазона мощности нагрузки, выраженные в МВт;

$U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ - номинальные значения напряжения (линейного между фазами в вольтах) и тока (в амперах) в счетчике при симметричной нагрузке;

Принимается $\cos\varphi = 1$;

$K_{\text{трт}}$, $K_{\text{трн}}$ - коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения;

$\sqrt{3}$ - коэффициент, учитывающий трехфазное включение и симметричную нагрузку;

10^{-6} - коэффициент, переводящий Вт в МВт;

$$m_{\text{min}} = I_{\text{min}} / I_{\text{ном}} \times 100\% \quad \text{и} \quad m_{\text{max}} = I_{\text{max}} / I_{\text{ном}} \times 100\%,$$

где

I_{min} - минимальное значение тока, для которого нормируется предел допускаемой погрешности для счетчика и измерительного трансформатора тока.

При $I_{\text{ном}} = 5$ А, I_{min} , как правило, составляет 0,05 А или 0,25 А, в зависимости от классов точности счетчика электрической энергии и измерительного трансформатора тока. Аналогично определяется ток I_{max} . Он, как правило, составляет 125 % или 150 % от $I_{\text{ном}}$. При этом предполагается равенство номинальных токов счетчиков электрической энергии и измерительных трансформатора тока, работающих совместно с ними.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Наименование и обозначение погрешностей и других величин, используемых в формулах

$\delta_{ИКИ}$	предел допускаемой относительной инструментальной погрешности ИК от линий электропередачи до выхода электросчетчика
$\delta_{Л}$	предел допускаемой погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения
$\sigma_{Л}$	среднеквадратическая погрешность из-за потерь в линии
$\delta_{ЭСЧ} (m)$	предел допускаемой относительной погрешности счетчика для нагрузки m в рабочих условиях применения
$\sigma_{ЭСЧ}$	среднеквадратическая погрешность электросчетчика
$\sigma_{ИПА}$	сумма среднеквадратических относительных амплитудных погрешностей измерительных преобразователей (трансформаторов)
$\sigma_{ИП\phi}$	сумма среднеквадратических погрешностей измерительных преобразователей в рабочих условиях изменения $\cos \phi$, возникающих из-за наличия у них угловых погрешностей
$\delta_{ТРН}$	предел допускаемой амплитудной относительной погрешности трансформатора напряжения
$\delta_{ТРТ}$	предел допускаемой амплитудной относительной погрешности трансформатора тока
$\delta\phi_{ТРТ}$ и $\delta\phi_{ТРН}$	пределы допускаемой угловой погрешности соответственно трансформаторов тока и напряжения в минутах
k	коэффициент, зависящий от доверительной вероятности, $k=2$ при $P=0,95$
$\sigma_{ИП}$	суммарная среднеквадратическая погрешность измерительных преобразователей (трансформаторов)
ϕ_{\max} и ϕ_{\min}	минимальный и максимальный фазовый сдвиг в рабочих условиях
E	суммарное значение учтенной электроэнергии
σ_c	среднеквадратическая относительная методическая погрешность счета импульсов УСПД
σ_T	среднеквадратическая относительная методическая погрешность измерений интервала времени T , к которому относится измеряемая энергия
T	интервал времени
f	частота опроса УСПД, не имеющих таймер, со стороны УСПД или ЭВМ верхнего уровня
$\sigma_{ИКМЕ}$	среднеквадратическая относительная методическая погрешность измерений электрической энергии за период T
$\sigma_{ИКЕ}$	среднеквадратическая относительная погрешность измерительного канала по электроэнергии за интервал времени T
$\Delta_{ИКЕ}$	границы доверительного интервала абсолютной погрешности измерительного канала электрической энергии для одного канала
$\Delta_{ГКЕ}$	границы доверительного интервала абсолютной погрешности измерительного канала электрической энергии для группы каналов
m	коэффициент нагрузки
W	мощность, усредненная на интервале времени T
$K_{ТРТ}$ и $K_{ТРН}$	коэффициенты трансформации ТТ и ТН
$\sigma_{ИКMW}$	среднеквадратическая относительная методическая погрешность ИК усредненной электрической мощности, вычисляемой путем деления электрической энергии, полученной (отпущенной) за интервал времени T , на этот интервал.
$\sigma_{ИКW}$	среднеквадратическая относительная погрешность ИК усредненной электри-

	ческой мощности за интервал времени T
$\sigma_{ГКВ}$	среднеквадратическая относительная погрешность для группы измерительных каналов средней электрической мощности за интервал времени T
$\delta_{ИКВ}$	предел допускаемой относительной погрешности для ИК усредненной электрической мощности за интервал времени T
$\delta_{ГКВ}$	предел допускаемой относительной погрешности для группы измерительных каналов усредненной электрической мощности за интервал времени T
$\Delta_{ИКВ}$	границы доверительного интервала абсолютной погрешности измерительного канала усредненной за интервал времени T электрической мощности для одного ИК
$\Delta_{ГКВ}$	границы доверительного интервала абсолютной погрешности ИК усредненной за интервал времени T электрической мощности для группы каналов
$\delta_{ЭСЧ}(m)$	допускаемая относительная погрешность счетчика для нагрузки m в рабочих условиях применения
$\delta_{ЭСЧ0}$	предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика
$\delta_{ЭСЧд}$	предел допускаемой суммарной дополнительной погрешности для счетчика
σ_{A_i}	среднеквадратическое значение i -й влияющей величины
A_i	i -я влияющая величина
$K_{л}$	класс точности счетчика
$\delta_{ИКВ\text{ корр}}$	предел допускаемой дополнительной погрешности по средней мощности на интервале усреднения T , на котором производилась корректировка времени
$\sigma_{ИКВ\text{ корр}}$	среднеквадратическая относительная погрешность измерительных каналов усредненной электрической мощности на интервале усреднения T , на котором производилась корректировка времени
$D_{ед}$	единица младшего разряда измеренной усредненной мощности

В настоящем документе приняты следующие обозначения и сокращения:

АИИС	- Автоматизированная информационно-измерительная система
АИИС КУЭ	- Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АСКУЭ	- Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
АРМ	- Автоматизированное рабочее место
ИВК	- Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	- Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИК	- Измерительный канал
ИИК	- Измерительно-информационный комплекс
ИИС	- Информационно-измерительная система
ОРЭ	- Оптовый рынок электроэнергии
ПО	- Программное обеспечение
ПУЭ	- Правила устройства электроустановок
РД	- Руководящий документ
СОЕВ	- Система обеспечения единого времени
УСПД	- Устройство сбора и передачи данных
УСВ	- Устройство синхронизации времени
ЦСОИ	- Центр сбора и обработки информации
ЭВМ	- Электронная вычислительная машина

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Схемы СОЕВ

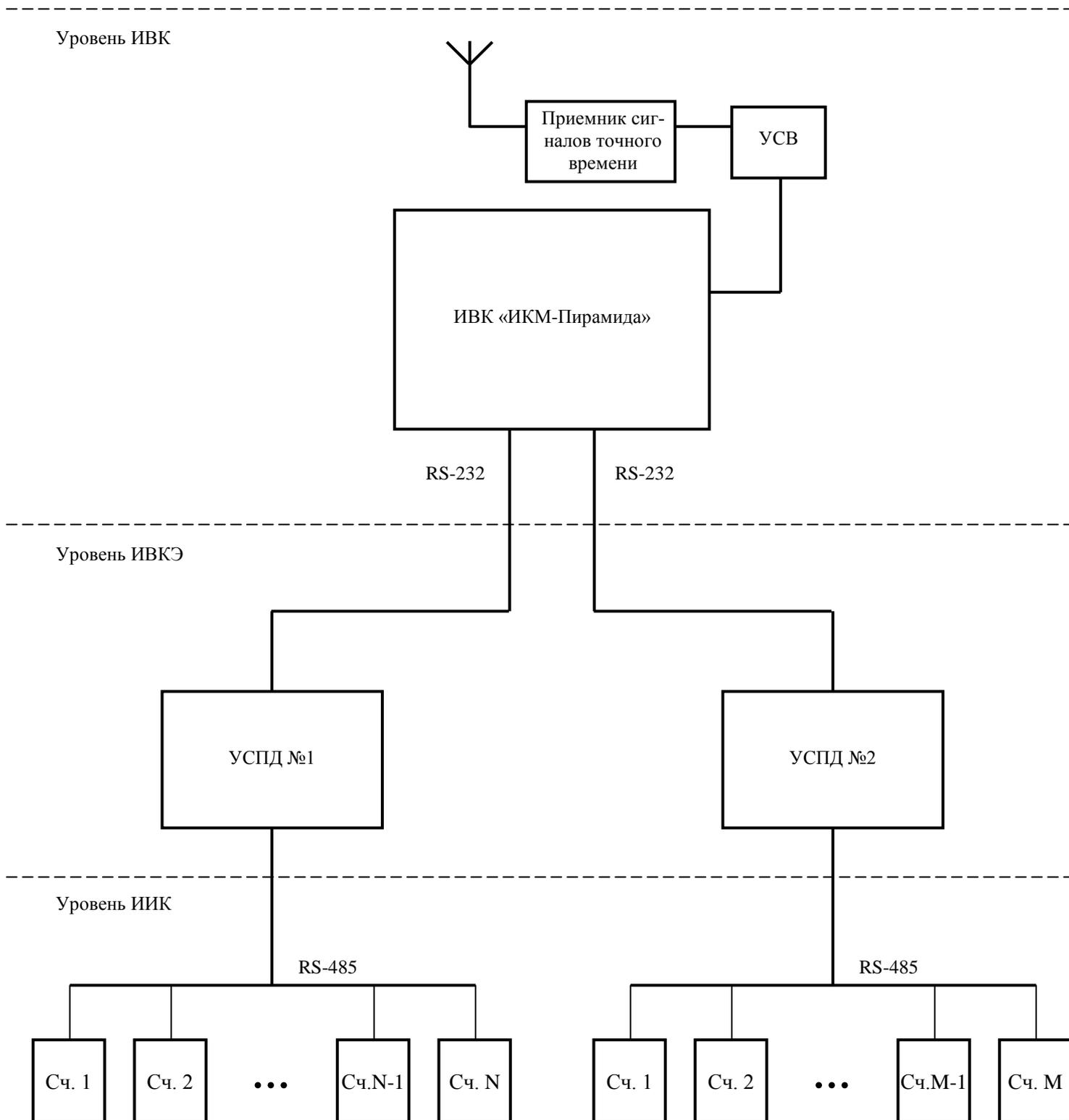


Рисунок Д.1 – Схема подключения УСВ

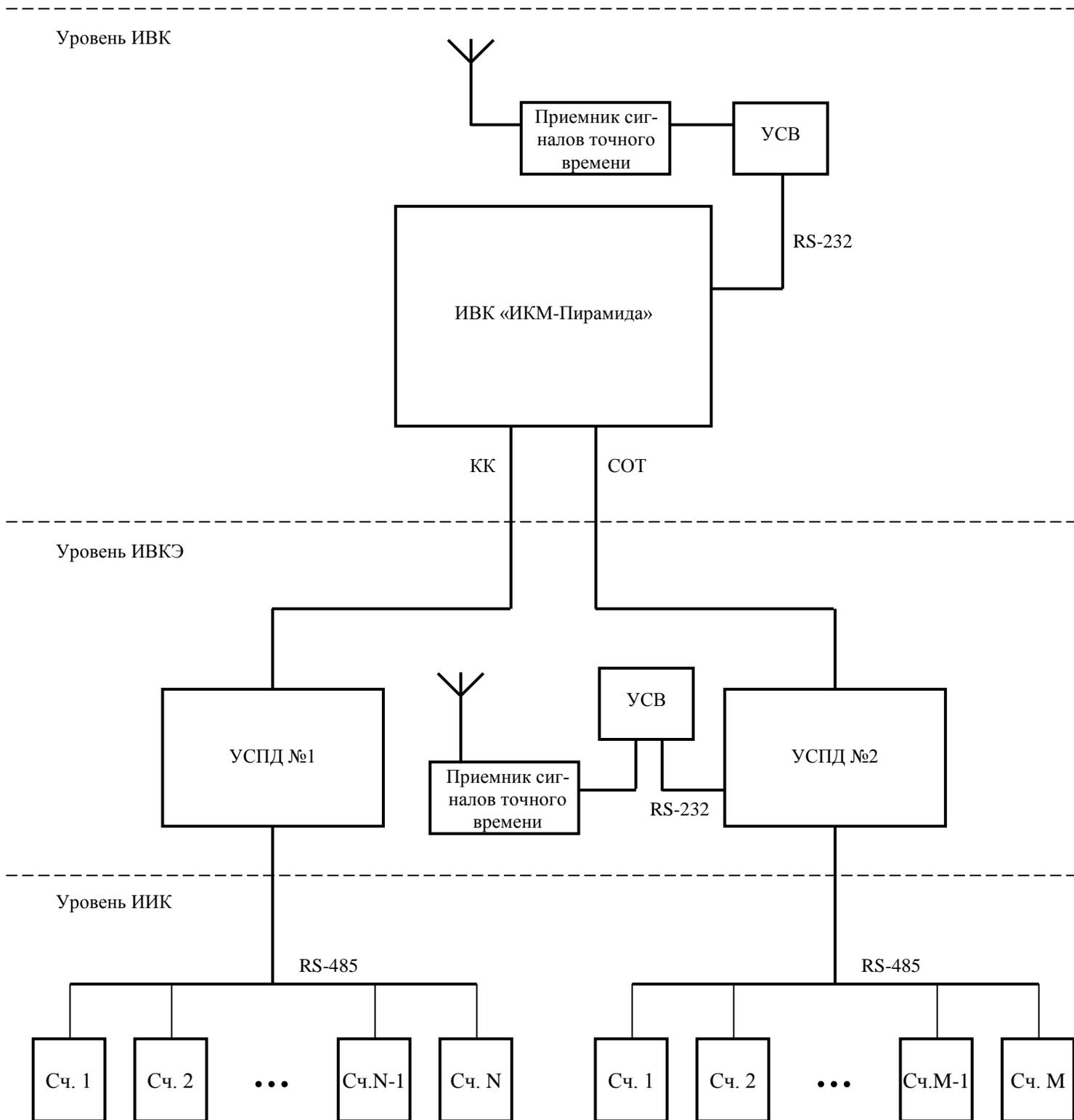


Рисунок Д.2 – Схема подключения дополнительного УСВ к УСПД

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

ФОРМА ПРОТОКОЛА ПОВЕРКИ

Протокол поверки

АИИС КУЭ ОАО «Энерго»

Энергообъект: ПС-220 кВ «Промышленная»

Измерительный канал (точка учета)			Средства измерений (СИ)				Первичный ток, в % от номинального	Относительная погрешность при измерении:				Абсолютная погрешность при измерении времени за сутки, с	
№ИК	Наименование	Вид энергии (A/R)	Вид СИ: СОЕВ УСПД Электросчетчик по ГОСТ 30206 ТТ по ГОСТ 1983 ТН по ГОСТ 7746	Тип СИ	Коэф. трансфор- мации (ТТ и ТН)	Кл. точн.		Зав. №	электриче- ской энергии за сутки, %		средней полу- часовой мощ- ности, %		
									Сos φ = 0,8	Сos φ = 1	Сos φ = 0,8		Сos φ = 1
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ВЛ-220кВ Владимировка-1	А	СОЕВ	УСВ-1	-	-	123	5-20	±2,2	±1,6	±2,2	±1,6	±3
			УСПД	СИКОН С70	-	-	345						
			счетчик	ЕА02	-	0,2S	56781234						
			ТТ, фаза А	ТВ-220	1000/1	0,5	1234	20-100	±1,2	±0,93	±1,2	±0,93	
ТТ, фаза В	ТВ-220	1000/1	0,5	1235									
ТТ, фаза С	ТВ-220	1000/1	0,5	1236									
			ТН, фаза А	НКФ-220	220000/100	0,5	5678	100-120	±0,98	±0,74	±0,98	±0,74	
			ТН, фаза В	НКФ-220	220000/100	0,5	5678						
			ТН, фаза С	НКФ-220	220000/100	0,5	5678						
2													

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

ПРИМЕЧАНИЕ.

При расчете дополнительных погрешностей счетчиков учитывались следующие рабочие условия их эксплуатации:

- отклонение температуры окружающей среды от нормального значения: ± 10 °С;
- отклонение напряжения от номинального значения: $\pm 10\%$;
- отклонение частоты переменного напряжения и тока от номинального значения: $\pm 1\%$;
- максимальное значение индукции внешнего магнитного поля составляет, не более: 0,001 мТл.

Поверитель _____ (подпись)	_____ Ф.И.О.
« ____ » _____ 200__ г.	