

СИСТЕМЫ ИНФОРМАЦИОННО- ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ КОНТРОЛЯ И УЧЁТА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ «ЭНЕРГОМЕРА»

**Руководство по
эксплуатации**
САНТ.411711.003 РЭ

ОКП 4222 30



Предприятие-изготовитель:
ЗАО «Электротехнические заводы «Энергомера»
355029, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 415
тел.: (8652) 35-75-27, факс: 56-66-90,
Бесплатная горячая линия: 8-800-200-75-27
e-mail: concern@energomera.ru
www.energomera.ru

ЭНЕРГОМЕРА

СОДЕРЖАНИЕ

1 СОКРАЩЕНИЯ	4
2 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	4
3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	4
3.1 Требования безопасности при проведении монтажных работ и пусконаладочных работ	4
3.2 Требования безопасности при эксплуатации	4
3.3 Требования к персоналу	5
4 ОПИСАНИЕ И РАБОТА	5
4.1 Назначение и выполняемые функции	5
4.2 Структура ИИС	6
4.3 Состав ИИС	6
4.4 Технические характеристики	8
4.5 Система обеспечения единого времени	11
4.6 Указания по измерительным схемам, содержащим измерительные трансформаторы ..	12
4.7 Использование PLC-каналов	12
4.8 Использование радиоканала	12
5 ПОСТРОЕНИЕ ИИС	12
5.1 Построение измерительных схем на PLC-каналах и радиоканалах	12
5.2 Построение измерительных каналов при прямом подключении счётчиков через цифровые интерфейсы	13
5.3 Организация централизованного сбора данных	13
5.4 Типовые проекты	13
5.5 Конфигурирование ИИС	13
6 КОНТРОЛЬ РАБОТОСПОСОБНОСТИ	14
7 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ИИС	15
ПРИЛОЖЕНИЕ А Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии	16

Настоящее руководство по эксплуатации (далее – РЭ) распространяется на Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Энергомера» (далее – ИИС), выпускаемые по техническим условиям САНТ.411711.003ТУ.

РЭ предназначено для персонала, осуществляющего проектирование, монтаж, пуско-наладочные работы и эксплуатацию автоматизированных систем учёта энергоресурсов.

Перед началом работы необходимо проверить наличие обновлённой редакции РЭ на сайте <http://www.energomera.ru> для актуализации сведений, содержащихся в РЭ.

1 СОКРАЩЕНИЯ

ЭМС – электромагнитная совместимость.

ЭИИМ – эквивалентная изотропная излучаемая мощность.

АФУ – антенно-фидерное устройство.

ИК – измерительные каналы.

СИ – средство измерений.

АРМ – автоматизированное рабочее место.

СЦИ – счётчик с цифровым интерфейсом.

ОЗУ – оперативно-запоминающее устройство.

УСПД – устройство сбора и передачи данных (УСПД 164-01М или СЕ805).

ЛЭП – линия электропередач.

ПЗУ – постоянное запоминающее устройство.

ЭД – эксплуатационная документация.

БД – база данных.

DES – Data Encryption Standard (стандарт симметричного алгоритма шифрования).

PLC – Power Line Communication (передача данных по низковольтной электрической сети).

ТТ – трансформатор тока.

ТН – трансформатор напряжения.

ТП – трансформаторная подстанция.

2 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Канал учёта: канал измерения величины одного типа (например – энергия активная прямого направления), имеющий заданные метрологические характеристики и порядковый номер. Каждый канал учёта должен входить в один из счётчиков.

Точка учёта: логическая группа каналов учёта. Возможно объединение в одну точку учёта каналов учёта из разных счётчиков.

Профиль: группа значений именованных величин, получаемых от группы каналов учёта и имеющих:

- один из следующих типов – интегральная, мгновенная, за интервал;
- одно количество тарифов;
- один интервал усреднения (или обновления значений для интегральных типов).

Примечание – для профиля задаётся объём памяти данных.

3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1 Требования безопасности при проведении монтажных работ и пусконаладочных работ

3.1.1 При монтаже следует соблюдать требования Межотраслевых правил по охране труда (Правила Безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТ РМ-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00.

3.2 Требования безопасности при эксплуатации

3.2.1 При работе с изделиями, входящими в ИИС, необходимо соблюдать требования безопасности, изложенные в соответствующих разделах эксплуатационной документации на данные изделия, а также в настоящем РЭ.

3.3 Требования к персоналу

3.3.1 Все работы по монтажу системы и наладке оборудования должны проводиться персоналом, имеющим группу по электробезопасности не ниже III.

3.3.2 Конфигурирование устройств и ввод рабочих параметров, работа с программными продуктами должны выполняться персоналом, имеющим уверенные навыки работы с персональным компьютером и изучившими ЭД на соответствующие устройства и программные продукты. Дополнительные требования к персоналу, осуществляющему установку программных продуктов, изложены в ЭД на данные программные продукты.

4 ОПИСАНИЕ И РАБОТА

4.1 Назначение и выполняемые функции

4.1.1 Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Энергомера» (далее – ИИС) предназначены для измерения и многотарифного коммерческого учёта электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, хранения, обработки и отображения данных по энергопотреблению.

Область применения ИИС – энергетические объекты оптового и розничного рынков электроэнергии, промышленные предприятия, коммунально-бытовое хозяйство и мелкомоторный сектор.

4.1.2 ИИС обеспечивают выполнение следующих функций для целей коммерческого учёта:

- измерение и многотарифный учет активной и реактивной электрической энергии и мощности;
- сбор измерительных данных (включая параметры качества по ГОСТ Р 54149-2010) и диагностической информации со счетчиков электроэнергии с цифровым интерфейсом;
- вычислительная обработка и хранение в базе данных сервера ИИС (далее – БД) информационных данных коммерческого учёта;

- управление нагрузкой (посредством подачи команд в УСПД);

- визуальное представление данных и генерацию отчётных форм;

- измерение текущего времени при помощи системы обеспечения единого времени;

- установку и синхронизацию текущего времени в УСПД и СЦИ;

- защиту данных, хранящихся в БД, от несанкционированного доступа;

ИИС обеспечивают выполнение следующих функций для целей технического учёта и контроля:

- сбор в заданные моменты времени с СЦИ и сохранение в БД мгновенных значений параметров электрической сети (активная и реактивная мощность, напряжение, ток, частота, гармонические составляющие);

- сбор в заданные моменты времени с СЦИ и сохранение в БД показателей качества электроэнергии;

- сбор со счетчиков и расходомеров воды, газа, с цифровым интерфейсом и сохранение в БД величин объема потребленной холодной, горячей воды (показания на конец месяца, на конец суток, значений за месяц, сутки, текущие показания);

- сбор со счетчиков тепла и тепловычислителей с цифровым интерфейсом и сохранение в БД величин объема потребленной тепловой энергии и потребленного теплоносителя (показания на конец месяца, на конец суток, значений за месяц, сутки, текущие показания);

- сбор в заданные моменты времени со специализированных счетчиков с цифровым интерфейсом и сохранение в БД мгновенных значений текущего расхода энергоносителя, а также температуры горячей воды;

- управление встроенными реле нагрузки в СЦИ и внешними коммутационными аппаратами посредством подачи команд;

- контроль положения коммутационной аппаратуры и прием сигналов от датчиков и охранных устройств;

- передачу сообщений об аварийных событиях в счётчиках электроэнергии.

ИИС обеспечивает удалённый доступ с автоматизированных рабочих мест к БД сервера по защищённому соединению через сеть Интернет или локальную компьютерную сеть. При этом используются механизмы аутентификации пользователей и ограничения, согласно установленных прав доступа для пользователей.

Программное обеспечение «SEnergy» обеспечивает ручной ввод в БД сервера информации о поступлении оплаты за электроэнергию по абонентам и вычисление долга абонента в рублях на основе данных о его фактическом потреблении.

4.1.3 ИИС внесены в Госреестр средств измерений под № 52208-12.

4.1.4 ИИС имеет декларацию соответствия обязательным требованиям (система сертификации ГОСТ Р) № РОСС RU.АВ67.Д00772.

4.2 Структура ИИС

4.2.1 ИИС предполагает трёхуровневую структуру систем учёта.

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (далее – ИИК), включает в себя:

- измерительные трансформаторы тока классов точности 0,1, 0,2, 0,2S, 0,5, 0,5S;
- измерительные трансформаторы напряжения классов точности 0,1, 0,2, 0,5;
- вторичные измерительные цепи;
- счётчики электрической энергии, подключаемые через цифровые интерфейсы RS-485, CAN, RS-232;

- счётчики электрической энергии, подключаемые по PLC-каналу и радиоканалу;
- счётчики газа, тепла, воды, расходомеры, вычислители, подключаемые через цифровые интерфейсы RS-485, CAN, RS-232.

Второй уровень ИИС – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), на котором организуется сбор данных по объекту учёта и их передача на третий уровень при помощи информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), может включать следующие технические компоненты:

- устройства сбора и передачи данных УСПД 164-01М, СЕ 805 (далее – УСПД);
- преобразователи цифровых интерфейсов;
- линии связи между устройствами;
- PLC-модемы типов: СЕ832, СЕ834;
- радиомодемы типов: СЕ831 (диапазон 433 МГц), СЕ833, ЕМВ-250 (диапазон 2,4 ГГц);
- модемы GSM/GPRS;
- источники вторичного питания.

Передача данных от счётчиков к УСПД может производиться по цифровым каналам связи следующих типов:

- проводному – через интерфейсы RS-485, RS-232, CAN (прямое подключение к УСПД);
- PLC – по сети 0,4 кВ (подключение к УСПД через модемы типов: СЕ832, СЕ834);
- радиоканалу (подключение к УСПД через модемы типов: СЕ831, СЕ833, ЕМВ-250, устройство индикаторное СЕ 901);

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). ИВК содержит:

- сервер базы данных (далее – БД) с установленным программным обеспечением верхнего уровня;
- модемные устройства;
- вспомогательное оборудование вычислительной техники.

В качестве программного обеспечения верхнего уровня в ИИС используется специализированное ПО «SEnergy» (ЗАО «Энергомера»).

Передача от ИВКЭ в ИВК может производиться посредством следующих каналов связи:

- локальный цифровой интерфейс;
- сеть Ethernet;
- радиоканал;
- GSM/GPRS;
- спутниковый канал;
- выделенный проводной канал.

4.3 Состав ИИС

4.3.1 Для каждого объекта учёта состав оборудования ИИС определяется индивидуально, исходя из используемых типов измерительных схем, числа и типов узлов учёта. Перечень компонентов, которые могут быть использованы в составе ИИС, приведён в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Наименование	Примечание
Измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001	Согласно схеме объекта учета
Измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001	Согласно схеме объекта учета
Многофункциональные счетчики электрической энергии, подключаемые по цифровым интерфейсам: CE 102; CE 102M; CE 201; CE 205; CE 208; CE 301; CE 303; CE 304; CE 305, CE 306; ЦЭ6850; ЦЭ6850M.	По количеству точек учета
Устройство индикаторное CE 901	Согласно схеме объекта учета
Теплосчётчик ТЭМ-106 ¹⁾	Согласно схеме объекта учета
Технические средства приема-передачи данных: – радиомодемы CE831, CE833, EMB-250; – модемы PLC CE832, CE834	В зависимости от структурной схемы проекта ИИС
УСПД: – УСПД 164-01M; – CE805	В зависимости от количества точек измерения на объекте учета
Устройства синхронизации времени UCSB-2	В зависимости от структурной схемы проекта ИИС
Преобразователи цифровых интерфейсов типа «Сапфир», ADAM	В зависимости от структурной схемы проекта ИИС
Проводные и GSM-модемы, спутниковые модемы, радиомодемы	В зависимости от структурной схемы проекта ИИС
Автоматизированное рабочее место (АРМ) – компьютер стационарный или переносной с монитором и принтером	Состав и количество определяется проектом
Специализированное программное обеспечение «CEnergy» ²⁾	Определяется проектом
Программа «Коммуникационный сервер «CE-NetConnections» ³⁾	
Программа администрирования устройств «AdminTools» ⁴⁾	
<p>¹⁾ Средство измерений стороннего изготовителя. Погрешности измерительных каналов в ИИС не нормируются.</p> <p>²⁾ Поставляется в виде комплекта пользователя САИТ.41 1979.004</p> <p>³⁾ Входит в комплект поставки при использовании каналов GPRS</p> <p>⁴⁾ Доступна на Интернет-сайте производителя www.energomera.ru</p>	

4.3.2 Комплектность ЭД на ИИС приведена в таблице 4.2

Таблица 4.2

Наименование	Кол.	Примечание
Формуляр САНТ.411711.003ФО	1	–
Руководство по эксплуатации САНТ.411711.003РЭ	1	В электронном виде
Методика поверки САНТ.411711.003 ПМ	1	–

4.4 Технические характеристики

4.4.1 Технические характеристики ИИС приведены в таблице 4.3. Погрешность измерения электрической энергии не зависит от способов передачи измерительной информации при использовании цифровых каналов связи и определяется классами точности применяемых средств измерений.

Предел абсолютной погрешности измерения электрической энергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет одну единицу младшего разряда измеренного значения.

Дополнительная погрешность измерения электрической энергии, в зависимости от влияний внешних воздействий на измерительные каналы, определяется классами точности применяемых приборов, а также стандартами и техническими условиями по которым они изготовлены.

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

Характеристики устойчивости и прочности к воздействию внешних факторов (температуры, влажности окружающего воздуха, атмосферного давления, магнитные поля и др.) компонентов системы – согласно эксплуатационной документации каждого компонента.

Таблица 4.3 Основные технические характеристики

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии	Согласно таблице А.1 приложения А для нормальных условий применения
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения мощности	Вычисляются по методике поверки в зависимости от состава ИК
Параметры питающей сети переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	220±22 50±1
Температурный диапазон окружающей среды для: – счетчиков электрической энергии, °С – УСПД, °С – трансформаторов тока и напряжения, °С	от минус 40 до 55 от минус 40 до 55 от минус 40 до 50
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков электрической энергии, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25 – 100

Продолжение таблицы 4.3

Параметр	Значение
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, % – для ТН класса точности 1,0 – для ТН класса точности 0,5 и точнее	0,5 0,25
Первичные номинальные линейные напряжения, кВ	0,1; 0,4; 0,66; 3; 6; 10; 15; 20; 24; 27; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750; 1150
Первичные номинальные токи, А	1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 8000; 10000; 12000; 14000; 16000; 18000; 20000; 25000; 28000; 30000; 32000; 35000; 40000
Номинальная частота измеряемой электрической энергии, мощности, Гц	50
Вторичные номинальные линейные напряжения, кВ	0,1; 0,4
Вторичные номинальные токи, А	1; 5
Интервал усреднения мощности, минуты	1; 3; 5; 15; 30; 60
Абсолютная погрешность времени, обеспечиваемая СОЕВ, секунд, не более ¹⁾	±5
Средний срок службы ИИС, лет	15

¹⁾ В рабочих условиях эксплуатации при периодичности синхронизации времени 1,5 часа

4.4.2 ИИС обеспечивает построение измерительных каналов согласно типовых схем, приведенных в таблице 4.4.

Таблица 4.4

Схема конфигурации измерительных каналов ИИС	Тип измерительной схемы	Примечание
При использовании счётчиков электроэнергии с цифровыми интерфейсами RS-485, RS-232, CAN		
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии – повторители интерфейсов (при необходимости) – преобразователи интерфейсов (при необходимости) – УСПД – модем (проводной или GSM/GPRS) – проводной коммутируемый канал связи (или GSM/GPRS канал) – модем (проводной или GSM/GPRS) – сервер БД ИИС	1	

Продолжение таблицы 4.4

Схема конфигурации измерительных каналов ИИС	Тип измерительной схемы	Примечание
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии – преобразователь интерфейсов (при необходимости) – модем (проводной или GSM/GPRS) – проводной коммутируемый канал связи (или GSM/GPRS канал) – модем (проводной или GSM/GPRS) – сервер БД ИИС	2	
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии – преобразователи интерфейсов – сервер БД ИИС	3	
При использовании счётчиков электроэнергии с модулями удалённого доступа		
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с модулями GPRS – канал связи GPRS или коммуникационный сервер Ce-NetConnections – модем GPRS – сервер БД ИИС	4	
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с модулями PLC CE832M – канал связи PLC – модем PLC CE832C – УСПД – модем (проводной или GSM/GPRS) – проводной коммутируемый канал связи (или GSM/GPRS канал) – модем (проводной или GSM/GPRS) – сервер БД ИИС	5	
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с модулями передачи данных по силовым сетям – канал связи PLC – модем PLC CE832 – сервер БД ИИС	6	
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с модулями PLC CE834M – канал связи PLC – модем PLC CE834C – УСПД – модем (проводной или GSM/GPRS) – проводной коммутируемый канал связи (или GSM/GPRS канал) – модем (проводной или GSM/GPRS) – сервер БД ИИС	7	
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с модулями передачи данных по силовым сетям – канал связи PLC – модем PLC CE834C – сервер БД ИИС	8	
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радиомодулями – радиоканал – радиомодем CE831C – УСПД – модем (проводной или GSM/GPRS) – проводной коммутируемый канал связи (или GSM/GPRS канал) – модем (проводной или GSM/GPRS) – сервер ИИС	9	
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радиомодулями CE831M – радиоканал – радиомодем CE831C – сервер БД ИИС	10	

Продолжение таблицы 4.4

Схема конфигурации измерительных каналов ИИС	Тип измерительной схемы	Примечание
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радио-модулями CE831M – радиоканал – устройство индикаторное CE 901	11	
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радио-модемами CE833M – радиоканал – радиомодем CE833C – УСПД – модем (проводной или GSM/GPRS) – проводной коммутируемый канал связи (или GSM/GPRS канал) – модем (проводной или GSM/GPRS) – сервер БД ИИС	12	
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радио-модулями CE833M – радиоканал – радиомодем CE833C – сервер БД ИИС	13	
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радиомодемами EMB-250-100UI-004/005 – радиоканал – радиомодем EMB-250-100BI-006 – УСПД – модем (проводной или GSM/GPRS) – проводной коммутируемый канал связи (или GSM/GPRS канал) – модем (проводной или GSM/GPRS) – сервер БД ИИС	14	
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радио-модулями EMB-250-100UI-004/005 – радиоканал – радиомодем EMB-250-100BI-006 – сервер БД ИИС	15	

4.5 Система обеспечения единого времени

4.5.1 Система обеспечения единого времени в ИИС строится на основе эталонов времени – устройств синхронизации времени UCSB-2 или NTP серверов при отсутствии UCSB-2. Синхронизация компонентов ИИС осуществляется с верхнего уровня. При этом возможно выполнять установку и дальнейшую синхронизацию текущего времени на всех уровнях ИИС (т.е. в УСПД и СЦИ, используя удалённый доступ или через локальный цифровой интерфейс).

UCSB-2 должно быть подключено к серверу и должна быть выполнена установка программного обеспечения для него (входит в состав поставки UCSB-2). Период синхронизации должен быть установлен не более 3 часов, согласно раздела 6 руководства по эксплуатации ВЛСТ 237.00.000 РЭ.

4.5.2 Подключение к NTP серверам возможно только при наличии доступа к сети Интернет с сервера ИИС. При этом используется типовой сервис Windows® по установке адреса сервера точного времени. Могут быть использованы следующие сервера:

- ntp1.vniiftri.ru;
- ntp2.vniiftri.ru;
- ntp3.vniiftri.ru.

При этом значение периода синхронизации должно быть установлено не более 3 часов.

Примечание: В операционной системе Windows® XP значение периода синхронизации определяется параметром «SpecialPollInterval», находящемуся в разделе реестра Windows® XP «HKEY_LOCAL_MACHINE\SYSTEM\ControlSet001\Services\W32Time\TimeProviders\NtpClient».

Например, значение 43200 соответствует 12 часам, значение 3600 – одному часу.

4.5.3 Для контроля достоверности данных по требуемой величине расхождения времени «эта-лон времени – счётчик» в пределах 5 с/сутки, максимальное значение расхождения времени СЦИ и УСГД при котором статусы собираемых данных не содержат признака «недостоверны» – должно быть установлено равным 3 с (устанавливается лицом, имеющим права администратора в технологической программе «AdminTools»).

4.5.4 Период синхронизации компонентов ИИС в программе «SEnergy» должен быть 1,5 часа (задаётся в свойствах объекта учёта вкладка «Расписание»).

4.6 Указания по измерительным схемам, содержащим измерительные трансформаторы.

4.6.1 При использовании измерительных ТТ и ТН необходимо обеспечить следующие условия:

- мощность нагрузки ТН и ТТ должна находиться в диапазоне от 25 до 100% номинальной мощности ТН;

- значение падение напряжения U_l в проводной линии связи для каждой фазы между вторичной обмоткой ТН и счетчиком не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

4.6.2 На этапе проекта, мощность нагрузки может быть определена расчетным путем по известным значениям импедансов устройств, подключаемым к обмоткам измерительных трансформаторов. Также, расчётным путём можно определять величину падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН по известным параметрам проводной линии связи и значению тока нагрузки.

4.7 Использование PLC-каналов

4.7.1 Структурой ИИС предусматривается возможность применения следующих решений PLC:

а) стационарных PLC-модемов типа CE 832C5 и счётчиков со встраиваемыми PLC-модулями ССМЕ-0002 (счётчики имеют дополнительную маркировку «ССМЕ-0002»);

б) стационарных PLC-модемов типа CE 834C01 и счётчиков со встраиваемыми PLC-модемами CE 834M01 (счётчики имеют дополнительную маркировку «CE 834M01»);

в) индикаторных устройств типа CE 901 и счётчиков типов и CE 303 со встраиваемыми PLC-модемами CE 834M01.

Перечисленные решения не являются совместимыми, т.е. нельзя, например, опрашивать счётчики с PLC-модулями ССМЕ-0002 через модем CE 834C01.

4.7.2 Решения по перечислениям а) и б) применимы для создания локальной сети PLC на уровне объекта учёта. Решение по перечислению в) следует использовать для локального считывания по каналу PLC данных от конкретного счётчика, типов CE 208 и CE 308. Данные счётчики представляют собой измерительный блок, устанавливаемый на опоре воздушной ЛЭП, от которой выполняется подключение потребителя.

4.8 Использование радиоканала

4.8.1 Структурой ИИС предусматривается возможность применения следующих решений с использованием радиоканала:

а) стационарных радиомодемов типа CE 833C02 (диапазон частот 2,4 ГГц) и счётчиков со встраиваемыми радиомодемами CE 833M01, CE 833M02 (счётчики имеют дополнительную маркировку «CE 833M01» или «CE833M02»);

б) стационарных радиомодемов типа EMB-250-100BI-R-006 (диапазон частот 2,4 ГГц) и счётчиков со встраиваемыми радиомодемами EMB-250-100PI-004, EMB-250-100PI-005 (счётчики имеют дополнительную маркировку «EMB-250-100PI-004» или «EMB-250-100PI-005»);

в) индикаторных устройств CE 901, радиомодемов CE831C1.03 (диапазон частот 433 МГц) и счётчиков типа CE 301, CE 303 со встроенными радиомодемами CE 831M03.

4.8.2 Перечисленные решения не являются совместимыми, т.е. нельзя, например, опрашивать счётчики с радиомодемами EMB-250-100PI-004, EMB-250-100PI-005 через радиомодем CE 833C02.

5 ПОСТРОЕНИЕ ИИС

5.1 Построение измерительных схем на PLC-каналах и радиоканалах

5.1.1 При построении ИИС, как правило, должен быть выполнен следующий комплекс работ:

- сбор исходных данных и предпроектное обследование;
- разработку плана размещения оборудования;
- составление спецификации оборудования;
- изготовление шкафов с УСПД и модемными устройствами;
- комплектацию и поставку на объект;
- монтаж оборудования;
- пусконаладочные работы;
- опытная эксплуатация.

5.1.2 При сборе исходных данных необходимо:

- составить схему электроснабжения;
- составить план расположения объектов учёта, ТП;
- составить список потребителей с указанием адресов фактического расположения их узлов учёта.

5.1.3 Предпроектное обследование является обязательным этапом при использовании PLC-каналов и радиоканалов для связи со счётчиками.

При предпроектном обследовании должны быть решены следующие задачи:

- определены возможности применения предполагаемых типов каналов;
- произведена оценка качества связи на удалённых узлах учёта;
- определена необходимость и места установки дополнительных устройств-ретрансляторов сигналов;
- определён список дополнительного оборудования.

Рекомендации по проведению предпроектного обследования и выполнению пусконаладочных работ приведены в ЭД на соответствующие модемы.

5.2 Построение измерительных каналов при прямом подключении счётчиков через цифровые интерфейсы

5.2.1 При подключении счётчиков к УСПД через цифровые интерфейсы RS-485, CAN следует придерживаться рекомендаций, изложенных в ЭД на УСПД. В зависимости от количества подключаемых счётчиков, их типов и длины линий связи, может возникнуть необходимость применения повторителей интерфейсов и дополнительных пассивных элементов (резисторов), монтажных коробок с блоками наборных зажимов. Эти устройства и элементы должны быть учтены при заказе оборудования.

5.2.2 УСПД имеют два цифровых интерфейса RS-485 и один интерфейс CAN (за исключением исполнения СЕ 805-Z), к которым могут подключаться счётчики.

5.3 Организация централизованного сбора данных

5.3.1 На уровне ИВК, функционирование ИИС обеспечивается одним из программных продуктов, перечисленных в таблице 4.3. При установке данного ПО на сервере необходимо руководствоваться ЭД на конкретный программный продукт. В целях наиболее полного использования функциональности счётчиков и УСПД рекомендуется использовать ПО «SEnergy». В состав инсталляционного пакета «SEnergy» входит СУБД Oracle XE (бесплатная версия 10 или 11 с рядом ограничений). Структурно «SEnergy» состоит собственно из БД, сервера сбора данных и нескольких видов АРМов (запускаются как отдельные приложения).

5.4 Типовые проекты

5.4.1 ИИС предполагает использование как типовых проектных решений, так и нетиповых, разрабатываемых по отдельным техническим заданиям. Типовые проекты ИИС, в соответствии с ГОСТ Р 8.596, позволяют создавать системы учёта без необходимости выполнения процедуры утверждения типа СИ для каждой вводимой в эксплуатацию системы. Типовые проектные решения существуют для всех решений (см. подразделы 4.8, 4.9). Эти решения являются основой для рабочей проектной документации, которая разрабатывается для конкретного объекта специализированным подразделением ЗАО «Электротехнические заводы «Энергомера».

5.5 Конфигурирование ИИС

5.5.1 В зависимости от схемы типового проекта необходимо выполнить действия по вводу конфигурационных данных в УСПД и ПО сервера. При этом в ИИС обеспечивается поддержка механизма «Plug&Play» автоматического определения счётчиков в УСПД для типовых решений согласно п. 4.9.1 перечисления а), в) и п.4.8.1 перечисление б). На уровне ИВК поддержка механизма «Plug&Play» обеспечивается в ПО «SEnergy». Алгоритм приёма конфигурации из УСПД описан в «Руководстве оператора» ПО «SEnergy».

Примечание: для успешной работы механизма «Plug&Play» в УСПД должны быть определены общие настройки в части каналов связи и набора необходимых данных, собираемых со счётчиков.

5.5.2 Для решений, где не поддерживается механизм «Plug&Play» оператор должен вручную вводить рабочую конфигурацию в УСПД при помощи программы «AdminTools», а также в ПО на сервере ИИС.

Примечание: Работа с программой «AdminTools» описана в руководстве пользователя на данную программу.

6 КОНТРОЛЬ РАБОТОСПОСОБНОСТИ

6.1 При запуске в работу ИИС необходимо контролировать выполнение функций, согласно таблице 6.1.

Таблица 6.1

Операция проверки	Необходимые действия
Общая проверка работоспособности ИИС	Выполнить опрос счётчиков с сервера ИИС. Проконтролировать при этом работоспособность каналов связи (должны отсутствовать). Произвести визуальный осмотр технических компонентов ИИС на предмет отсутствия индикации неисправностей и ошибок.
Проверка измерительных функций ИИС	Произвести проверку наличия измеряемых данных в счётчиках и УСПД, согласно установленной конфигурации. Проверка может производиться удалённо, используя канал прямого доступа к счётчику, или через локальный цифровой интерфейс счётчика.
Проверка сбора в БД	Выполнить просмотр собранных в БД данных измерений, проконтролировать полноту сбора с учётом требуемой ретроспективы. Должны присутствовать данные с достоверными статусами.
Проверка регистрации действий операторов	Необходимо проверить: – наличие записей в журнале событий приложения «КТС Энергомера»; – наличие записей в журнале аудита приложения «Администратор КТС». Должны присутствовать записи о выполнении действий операторов.
Проверка выполнения синхронизации ИВК	При синхронизации от устройства УСВ-2, выполнить чтение журнала УСВ-2, используя утилиту чтения журнала УСВ-2. Проконтролировать величину расхождения. При использовании NTP-серверов, проконтролировать отсутствие ошибки синхронизации в Windows®. Выполнить проверку установку параметров синхронизации согласно п. 4.5.2 – 4.54.

Продолжение таблицы 6.1

Операция проверки	Необходимые действия
Проверка выполнения синхронизации ИВКЭ	Выполнить проверку отсутствия ошибок синхронизации устройств в журнале сбора. При наличии записей об ошибках, необходимо проверить настройки канала связи с устройством и исправность оборудования канала связи.
Проверка генерации отчётов требуемых форм	Провести проверку выгрузки данных в требуемые отчётные формы и их печать на принтере. Распечатанные отчёты должны соответствовать требуемым форматам.

7 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ИИС

7.1 В период эксплуатации необходимо выполнять наблюдение за работой компонентов ИИС с уровня ИВК. Данная работа должна выполняться персоналом, прошедшим обучение работе по администрированию ПО ИВК и имеющим доступ к административным функциям ИИС.

7.2 Необходимо выполнять периодический контроль сбора данных с УСПД и счётчиков, а также формирование отчётов. Эти действия должны выполняться операторами, использующим ИИС по прямому назначению и имеющими доступ к пользовательским функциям ИИС.

7.3 Оперативный и дежурный персонал должен выполнять периодические визуальные осмотры технических компонентов ИИС на объектах учёта с целью обнаружения неисправностей, не санкционированных вмешательств и отключений.

7.4 Техническое обслуживание компонентов ИИС необходимо выполнять согласно ЭД на них.

Приложение А

Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии

Таблица А.1 – Пределы допускаемых основных относительных погрешностей ИК (измерение электрической энергии) для разных нагрузок, $\delta_{\text{ЕН}}$, %.

№ ИК	Состав ИИК	$\cos \phi$ ($\sin \phi$)	$\delta_{1(2)\%}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%}$ $I_{20\%} < I \leq 100\%$	$\delta_{100\%}$ $I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
1	ТТ, класс точности 0,2 ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 0,2S (активная энергия)	1,0	Не нормируется	0,9	0,6	0,5
		0,8	Не нормируется	1,3	0,8	0,6
		0,5	Не нормируется	2,0	1,2	0,9
	ТТ, класс точности 0,2 ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 0,51) (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,3	1,4	1,3
0,5 (0,87)		Не нормируется	2,0	1,3	1,2	
2	ТТ, класс точности 0,2S ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 0,2S (активная энергия)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
		0,8	1,3	0,9	0,6	0,6
		0,5	2,0	1,3	0,9	0,9
	ТТ, класс точности 0,2S ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 0,51) (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	1,9	1,3	1,3
0,5 (0,87)		Не нормируется	1,8	1,2	1,2	
3	ТТ, класс точности 0,2S ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 0,5S (активная энергия)	1,0	1,4	0,8	0,7	0,7
		0,8	Не нормируется	1,3	0,9	0,9
		0,5	Не нормируется	1,6	1,1	1,1
	ТТ, класс точности 0,2S ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	1,9	1,3	1,3
0,5 (0,87)		Не нормируется	1,8	1,2	1,2	
4	ТТ, класс точности 0,2S ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 0,2S (активная энергия)	1,0	1,1	0,7	0,6	0,6
		0,8	1,4	1,1	0,9	0,9
		0,5	2,3	1,7	1,4	1,4
	ТТ, класс точности 0,2S ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 0,51) (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,1	1,6	1,6
		0,5 (0,87)	Не нормируется	1,9	1,3	1,3

Продолжение таблицы А.1

№ ИИК	Состав ИИК	$\cos \phi (\sin \phi)$	$\delta_{1(2)\%} \leq I_{1(2)\%} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%} \leq I_{5\%} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%} \leq I_{20\%} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%} \leq I_{100\%} < I_{120\%}$
5	ТТ, класс точности 0,2S ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 0,5S (активная энергия)	1,0	1,5	0,9	0,9	0,9
		0,8	Не нормируется	1,4	1,1	1,1
		0,5	Не нормируется	1,9	1,5	1,5
	ТТ, класс точности 0,2S ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,1	1,6	1,6
		0,5 (0,87)	Не нормируется	1,9	1,3	1,3
6	ТТ, класс точности 0,2 ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 0,5S (активная энергия)	1,0	Не нормируется	1,1	0,8	0,7
		0,8	Не нормируется	1,6	0,9	0,9
		0,5	Не нормируется	2,3	1,3	1,1
	ТТ, класс точности 0,2 ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,3	1,4	1,3
		0,5 (0,87)	Не нормируется	2,0	1,3	1,2
7	ТТ, класс точности 0,2 ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 0,2S (активная энергия)	1,0	Не нормируется	1,1	0,8	0,7
		0,8	Не нормируется	1,5	1,0	0,9
		0,5	Не нормируется	2,3	1,6	1,4
	ТТ, класс точности 0,2 ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,5	1,7	1,6
		0,5 (0,87)	Не нормируется	2,1	1,4	1,3
8	ТТ, класс точности 0,2 ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 0,5S (активная энергия)	1,0	Не нормируется	1,2	0,9	0,9
		0,8	Не нормируется	1,7	1,1	1,1
		0,5	Не нормируется	2,5	1,7	1,5
	ТТ, класс точности 0,2 ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,5	1,7	1,6
		0,5 (0,87)	Не нормируется	2,1	1,4	1,3
9	ТТ, класс точности 0,5S ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 0,2S (активная энергия)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
		0,8	2,9	1,7	1,2	1,2
		0,5	5,4	3,0	2,2	2,2
	ТТ, класс точности 0,5S ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,9	2,1	2,1
		0,5 (0,87)	Не нормируется	2,1	1,5	1,5

Продолжение таблицы А.1

№ ИК	Состав ИИК	$\cos \phi (\sin \phi)$	$\delta_{1(2)\%} < I_{1(2)\%} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%} < I_{5\%} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%} < I_{20\%} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%} < I_{100\%} < I_{120\%}$
10	ТТ, класс точности 0,5S ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 0,5S (активная энергия)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
		0,8	3,0	1,9	1,4	1,4
		0,5	5,5	3,1	2,3	2,3
	ТТ, класс точности 0,5S ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,9	2,1	2,1
0,5 (0,87)		Не нормируется	2,1	1,5	1,5	
11	ТТ, класс точности 0,5S ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 1,0 (активная энергия)	1,0	Не нормируется	1,9	1,4	1,4
		0,8	Не нормируется	2,3	1,6	1,6
		0,5	Не нормируется	3,3	2,4	2,4
	ТТ, класс точности 0,5S ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 2,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	3,6	2,8	2,8
0,5 (0,87)		Не нормируется	3,1	2,4	2,4	
12	ТТ, класс точности 0,5S ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 0,2S (активная энергия)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
		0,8	2,8	1,5	1,1	1,1
		0,5	5,3	2,7	1,9	1,9
	ТТ, класс точности 0,5S ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,7	1,9	1,9
0,5 (0,87)		Не нормируется	2,1	1,4	1,4	
13	ТТ, класс точности 0,5S ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 0,5S (активная энергия)	1,0	2,0	1,1	0,9	0,9
		0,8	3,0	1,8	1,2	1,2
		0,5	5,4	2,9	2,0	2,0
	ТТ, класс точности 0,5S ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,7	1,9	1,9
0,5 (0,87)		Не нормируется	2,1	1,4	1,4	

Продолжение таблицы А.1

№ ИК	Состав ИИК	$\cos \phi (\sin \phi)$	$\delta_{1(2)\%}^1$ $I_{(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%}^1$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%}^1$ $120\% \leq I < I_{100\%}$	$\delta_{100\%}^1$ $I_{100\%} \leq I < I_{120\%}$
14	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 0,25 (активная энергия)	1,0	Не нормируется	1,8	1,1	0,9
		0,8	Не нормируется	2,9	1,6	1,2
		0,5	Не нормируется	5,4	2,9	2,2
	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	4,6	2,6	2,1
0,5 (0,87)		Не нормируется	2,9	1,7	1,5	
15	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 0,5S (активная энергия)	1,0	Не нормируется	1,8	1,2	1
		0,8	Не нормируется	3,0	1,7	1,4
		0,5	Не нормируется	5,5	3,1	2,4
	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	4,6	2,6	2,1
0,5 (0,87)		Не нормируется	2,9	1,7	1,5	
16	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 1,0 (активная энергия)	1,0	Не нормируется	2,4	1,5	1,4
		0,8	Не нормируется	3,3	1,9	1,6
		0,5	Не нормируется	5,6	3,1	2,4
	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 2,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	5,1	3,2	2,8
0,5 (0,87)		Не нормируется	3,7	2,6	2,4	
17	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 0,2S (активная энергия)	1,0	Не нормируется	1,7	0,9	0,7
		0,8	Не нормируется	2,8	1,5	1,1
		0,5	Не нормируется	5,3	2,7	1,9
	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	4,5	2,4	1,9
0,5 (0,87)		Не нормируется	2,9	1,6	1,4	
18	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 0,5S (активная энергия)	1,0	1,8	1,8	1,1	0,9
		0,8	2,9	3,0	1,6	1,2
		0,5	5,4	5,4	2,9	2,2
	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	4,5	2,4	1,9
0,5 (0,87)		Не нормируется	2,9	1,6	1,4	

Продолжение таблицы А.1

№ ИК	Состав ИИК	$\cos \phi (\sin \phi)$	$\delta_{(2)\%} \leq I_{(2)\%} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%} \leq I_{5\%} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%} \leq I_{20\%} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%} \leq I_{100\%} < I_{120\%}$
19	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 1,0 (активная энергия)	1,0	Не нормируется	2,4	1,4	1,3
		0,8	Не нормируется	3,2	1,8	1,5
		0,5	Не нормируется	5,5	2,9	2,2
	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 0,2 Счетчик, класс точности 2,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	5,0	3,1	2,7
0,5 (0,87)		Не нормируется	3,6	2,5	2,4	
20	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 1,0 Счетчик, класс точности 0,5S (активная энергия)	1,0	Не нормируется	2,1	1,6	1,5
		0,8	Не нормируется	3,3	2,2	1,9
		0,5	Не нормируется	5,9	3,8	3,3
	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 1,0 Счетчик, класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	5,0	3,2	2,7
0,5 (0,87)		Не нормируется	3,2	2,1	2,0	
21	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 1,0 Счетчик, класс точности 1,0 (активная энергия)	1,0	Не нормируется	2,6	1,8	1,7
		0,8	Не нормируется	3,5	2,3	2,1
		0,5	Не нормируется	6,0	3,8	3,3
	ТТ, класс точности 0,5 ТН, класс точности 1,0 Счетчик, класс точности 2,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	5,4	3,7	3,3
0,5 (0,87)		Не нормируется	3,9	2,9	2,7	
22	ТТ, класс точности 1,0 ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 0,5S (активная энергия)	1,0	Не нормируется	3,4	1,8	1,4
		0,8	Не нормируется	5,6	2,9	2,1
		0,5	Не нормируется	10,6	5,5	3,9
	ТТ класс точности 1,0 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	8,6	4,4	3,2
0,5 (0,87)		Не нормируется	5,0	2,7	2,0	
23	ТТ, класс точности 1,0 ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 1,0 (активная энергия)	1,0	Не нормируется	3,7	2,1	1,7
		0,8	Не нормируется	5,7	3,0	2,3
		0,5	Не нормируется	10,7	5,5	3,9
	ТТ, класс точности 1,0 ТН, класс точности 0,5 Счетчик, класс точности 2,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	8,8	4,8	3,7
0,5 (0,87)		Не нормируется	5,4	3,3	2,8	

Продолжение таблицы А.1

№ ИК	Состав ИИК	$\cos \phi (\sin \phi)$	$\delta_{1(2)\%} \leq I_{(2)\%} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%} \leq I_{5\%} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%} \leq I_{20\%} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%} \leq I_{100\%} < I_{120\%}$
24	ТТ, класс точности 1,0 ТН, класс точности 1,0 Счетчик, класс точности 0,5S (активная энергия)	1,0	Не нормируется	3,6	2,1	1,7
		0,8	Не нормируется	5,8	3,2	2,5
		0,5	Не нормируется	10,8	5,9	4,5
	ТТ, класс точности 1,0 ТН, класс точности 1,0 Счетчик, класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	8,8	4,8	3,7
		0,5 (0,87)	Не нормируется	5,1	2,9	2,4
25	ТТ, класс точности 1,0 ТН, класс точности 1,0 Счетчик, класс точности 1,0 (активная энергия)	1,0	Не нормируется	3,9	2,3	2,0
		0,8	Не нормируется	5,9	3,3	2,6
		0,5	Не нормируется	10,9	5,9	4,5
	ТТ, класс точности 1,0 ТН, класс точности 1,0 Счетчик, класс точности 2,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	9,0	5,2	4,1
		0,5 (0,87)	Не нормируется	5,6	3,5	3,0
26	ТТ, класс точности 0,2 Без ТН Счетчик, класс точности 0,2S (активная энергия)	1,0	Не нормируется	0,9	0,4	0,3
		0,8	Не нормируется	1,2	0,6	0,5
		0,5	Не нормируется	1,9	1,0	0,7
	ТТ, класс точности 0,2 Без ТН Счетчик, класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,2	1,3	1,2
		0,5 (0,87)	Не нормируется	1,9	1,2	1,1
27	ТТ, класс точности 0,2 Без ТН Счетчик, класс точности 0,5S (активная энергия)	1,0	Не нормируется	1,0	0,7	0,6
		0,8	Не нормируется	1,6	0,8	0,7
		0,5	Не нормируется	2,2	1,1	0,9
	ТТ, класс точности 0,2 Без ТН Счетчик, класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,2	1,3	1,2
		0,5 (0,87)	Не нормируется	1,9	1,2	1,1
28	ТТ, класс точности 0,2 Без ТН Счетчик, класс точности 1,0 (активная энергия)	1,0	Не нормируется	1,8	1,2	1,1
		0,8	Не нормируется	2,0	1,2	1,1
		0,5	Не нормируется	2,5	1,4	1,3
	ТТ, класс точности 0,2 Без ТН Счетчик, класс точности 2,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	3,1	2,3	2,3
		0,5 (0,87)	Не нормируется	2,9	2,3	2,2

Продолжение таблицы А.1

№ ИК	Состав ИИК	$\cos \phi (\sin \phi)$	$\delta_{1(2)\%} < I_{1(2)\%} \leq I_{5\%}$	$\delta_{5\%} < I_{5\%} \leq I_{20\%}$	$\delta_{20\%} < I_{20\%} \leq I_{100\%}$	$\delta_{100\%} < I_{100\%} \leq I_{120\%}$
29	ТТ, класс точности 0,5 Без ТН Счетчик, класс точности 0,2S (активная энергия)	1,0	Не нормируется	1,7	0,9	0,6
		0,8	Не нормируется	2,8	1,4	1,0
		0,5	Не нормируется	5,3	2,6	1,8
	ТТ, класс точности 0,5 Без ТН Счетчик, класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	4,5	2,4	1,8
0,5 (0,87)		Не нормируется	2,8	1,6	1,3	
30	ТТ, класс точности 0,5 Без ТН Счетчик, класс точности 0,5S (активная энергия)	1,0	Не нормируется	1,7	1,0	0,8
		0,8	Не нормируется	2,9	1,5	1,1
		0,5	Не нормируется	5,4	2,8	2,1
	ТТ, класс точности 0,5 Без ТН Счетчик, класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	4,5	2,4	1,8
0,5 (0,87)		Не нормируется	2,9	1,6	1,3	
31	ТТ, класс точности 0,5 Без ТН Счетчик, класс точности 1,0 (активная энергия)	1,0	Не нормируется	2,3	1,4	1,2
		0,8	Не нормируется	3,2	1,7	1,4
		0,5	Не нормируется	5,5	2,8	2,1
	ТТ класс точности 0,5 Без ТН Счетчик класс точности 2,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	5,0	3,0	2,6
0,5 (0,87)		Не нормируется	3,6	2,5	2,3	
32	ТТ, класс точности 1,0 Без ТН Счетчик, класс точности 0,2S (активная энергия)	1,0	Не нормируется	3,3	1,7	1,1
		0,8	Не нормируется	5,5	2,7	1,8
		0,5	Не нормируется	10,5	5,2	3,5
	ТТ, класс точности 1,0 Без ТН Счетчик, класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	8,5	4,3	3,0
0,5 (0,87)		Не нормируется	4,9	2,6	1,9	

Продолжение таблицы А.1

№ ИК	Состав ИИК	$\cos \phi (\sin \phi)$	$\delta_{1(2)\%} \leq I_{1(2)\%} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%} \leq I_{5\%} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%} \leq I_{20\%} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%} \leq I_{100\%} < I_{120\%}$
33	ТТ, класс точности 1,0 Без ТН Счетчик, класс точности 0,5S (активная энергия)	1,0	Не нормируется	3,3	1,7	1,2
		0,8	Не нормируется	5,5	2,8	1,9
		0,5	Не нормируется	10,5	5,4	3,7
	ТТ, класс точности 1,0 Без ТН Счетчик, класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	8,5	4,3	3,0
0,5 (0,87)		Не нормируется	4,9	2,6	1,9	
34	ТТ, класс точности 1,0 Без ТН Счетчик, класс точности 1,0 (активная энергия)	1,0	Не нормируется	3,7	2,0	1,6
		0,8	Не нормируется	5,7	2,9	2,1
		0,5	Не нормируется	10,6	5,4	3,7
	ТТ, класс точности 1,0 Без ТН Счетчик, класс точности 2,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	8,8	4,7	3,5
		0,5 (0,87)	Не нормируется	5,4	3,2	2,7
35	Без ТН Без ТН Счетчик, класс точности 1,0 (активная энергия)	1,0	Не нормируется	1,5	1,0	1,0
		0,8	Не нормируется	1,5	1,0	1,0
		0,5	Не нормируется	1,5	1,0	1,0
	Без ТН Без ТН Счетчик, класс точности 2,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	2,5	2,0	2,0
		0,5 (0,87)	Не нормируется	2,5	2,0	2,0

Примечание: в таблице А.1 используются следующие обозначения:

$I_{1(2)\%}$, $I_{5\%}$, $I_{20\%}$, $I_{100\%}$, $I_{120\%}$ – значения тока нагрузки, равному 1(2)%, 5%, 20%, 100%, 120% номинального/базового тока соответственно;

для счетчиков непосредственного включения обозначение $I_{120\%}$ соответствует максимально возможному значению силы тока, измеряемому счетчиком, указанному в его документации.

Порядок расчета и формулы для расчёта пределов допустимой погрешности измерения средней мощности приведены в методике поверки САНТ.411711.003ПМ.

