

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Иркутской ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Иркутской ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе измерительно-вычислительного комплекса «АльфаЦЕНТР» (зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ) под регистрационным номером 44595-10), представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2015, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2015, счётчики активной и реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012 (либо ГОСТ 30206-94) в режиме измерений активной электрической энергии, по ГОСТ 31819.23-2012 (либо ГОСТ 26035-83) в режиме измерений реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

второй уровень - информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-300 и каналообразующую аппаратуру.

третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением «АльфаЦЕНТР» AC_SE-5000, расположенный в центре сбора информации (ЦСИ) ПАО «Иркутскэнерго», систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии на базе устройств синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

ИИК, ИВКЭ, ИВК, объединенные средствами связи, образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние значения мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер сбора и БД. Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485. Сопряжение УСПД с ИВК осуществляется посредством выделенной линии связи, образуя основной канал передачи данных. Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем по CSD).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам оптового рынка осуществляется по электронной почте в виде XML-файлов подписанных электронной цифровой подписью в соответствии с требованиями приложения № 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых кВт·ж (кВар·ж) и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS устройством синхронизации системного времени (УССВ) на базе УССВ-2 (Рег. № 54074-13), имеющего погрешность синхронизации со шкалой координированного времени не более ± 1 мкс. ИВК каждый час сличает и синхронизирует свою шкалу времени со шкалой УССВ, время задержки сигнала составляет менее 150 мс. Корректировка внутренних часов УСПД осуществляется от ИВК, коррекция происходит в случае расхождения часов более 1 с при сличении каждые 30 мин. Внутренние часы счетчиков электрической энергии сличаются и, при необходимости, синхронизируются с часами соответствующего УСПД не реже, чем раз в 30 минут. Коррекция выполняется принудительно со стороны УСПД при расхождении более 1 с и реализуется программным модулем заводского ПО в счетчике.

Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает $\pm 5,0$ с/сут.

Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, УСПД и сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Программное обеспечение

Все функции АИИС КУЭ по обработке измерительных и служебных данных реализуются программно. Программное обеспечение (ПО) имеет модульную структуру, которая обеспечивает построение отказоустойчивого, масштабируемого программно-технического комплекса. В состав ПО АИИС КУЭ входит: специализированное встроенное ПО счетчиков электроэнергии, УСПД и ПО сервера сбора и БД АИИС КУЭ. Программные средства сервера сбора и БД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему ОС не ниже «Microsoft Windows 2000», прикладное ПО (СУБД «Oracle 9i» - система управления базами данных) и специализированное ПО «АльфаЦЕНТР». Программные средства на АРМ содержат: ОС не ниже «Microsoft Windows XP Professional», программный пакет «MS Office» - набор офисных приложений служит для просмотра отчетных форм.

ПО «АльфаЦЕНТР» аттестовано на соответствие требованиям ГОСТ 8.654-2009, свидетельство об аттестации от 31 мая 2012 г. № АПО-001-12 выдано ФГУП «ВНИИМС».

Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll

Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений. ПО и конструкция счетчиков, УСПД и сервера сбора и БД после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения его параметров. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти счетчиков, УСПД и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и базы данных.

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и базы данных от преднамеренных изменений являются:

- средства проверки целостности ПО (так, несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);
- средства обнаружения и фиксации событий (журнал событий);
- средства управления доступом (пароли);
- средства защиты на физическом уровне (пломбирование и аппаратные ключи).

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» (в соответствии с Р 50.2.077-2014).

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляют ± 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Границы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК и определяются классами точности применяемых счетчиков и измерительных трансформаторов.

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования объекта учета, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень и характеристики средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

Но- мер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Измерительные компоненты		Наименование измеряемой величины
		Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, регистрационный номер в ФИФ	
1	2	3	4	5
ИВК АИИС КУЭ		УССВ	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Прием, передача сигналов даты и времени; установ- ка, коррекция их значений
1 - 35	Иркутская ТЭЦ-9	УСПД	RTU-325-E1-512-M3- B4-G Рег. № 19495-03	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
1	Иркутская ТЭЦ-9 ТГ-1	ТТ: КТ 0,2S К _{ТТ} =8000/5	ТШЛ-СВЭЛ-20-3 Рег. № 48852-12	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН: КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70	
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
2	Иркутская ТЭЦ-9 ТГ-2	ТТ: КТ 0,2S К _{ТТ} =8000/5	ТШЛ-СВЭЛ-20-3 Рег. № 48852-12	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН: КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70	
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
3	Иркутская ТЭЦ-9 ТГ-3	ТТ: КТ 0,2S К _{ТТ} =8000/5	ТШЛ-СВЭЛ-20-3 Рег. № 48852-12	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН: КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70	
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
4	Иркутская ТЭЦ-9 ТГ-4	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =8000/5	ТШВ-15 Рег. № 1836-63	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН: КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70	
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
5	Иркутская ТЭЦ-9 ТГ-5	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =8000/5	ТШВ-15 Рег. № 1836-63	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН: КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70	
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
6	Иркутская ТЭЦ-9 ТГ-6	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =8000/5	ТШВ-15 Рег. № 1836-63	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН: КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100	ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70	
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
7	Иркутская ТЭЦ-9 ТГ-7	ТТ: КТ 0,2 К _{ТТ} =8000/5	ТШЛ-20 Рег. № 36053-07	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН: КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100	ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70	
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
8	Иркутская ТЭЦ-9 ТГ-8	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =8000/5	ТШЛ-20 Рег. № 36053-07	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН: КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100	ЗНОМ-15-63 Рег. №1593-70	
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1	АЛЬФА A1R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
9	Иркутская ТЭЦ-9 ВЛ-110 кВ ТЭЦ-9 - МИРНАЯ	ТТ: КТ 0,2S К _{ТТ} =1000/5	ТФМ-110 Рег. № 16023-97	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН: КТ 0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3	НКФ-110-57 Рег. № 1188-58	
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
10	Иркутская ТЭЦ-9 ВЛ-110 кВ ТЭЦ-9 - ТЭЦ-1	ТТ: КТ 0,2S К _{ТТ} =1000/5	ТФМ-110 Рег. № 16023-97	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 9		
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
11	Иркутская ТЭЦ-9 ВЛ-110 кВ ТЭЦ-9 - АНГАРСКАЯ	ТТ: КТ 0,2S К _{ТТ} =1000/5	ТФЗМ-110Б Рег. № 2793-71	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН: КТ 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3	НАМИ-110 УХЛ1 Рег. № 24218-08	
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
12	Иркутская ТЭЦ-9 ВЛ-110кВ ТЭЦ-9 - ГПП-2	ТТ: КТ 0,2S К _{ТТ} =1000/5	ТФЗМ-110Б Рег. № 2793-71	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 11		
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
13	Иркутская ТЭЦ-9 ВЛ-110 кВ ТЭЦ-9 - УП-8	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТВУ-110-II Рег. № 3182-72	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 9		
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
14	Иркутская ТЭЦ-9 ВЛ-110 кВ ТЭЦ-9 - УП-11	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТФНД-110М Рег. № 2793-71	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 11		
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
15	Иркутская ТЭЦ-9 ВЛ-110 кВ ТЭЦ-9 - УП-12	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТВУ-110-II Рег. № 3182-72	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 9		
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
16	Иркутская ТЭЦ-9 ВЛ-110 кВ ТЭЦ-9 - УП-10	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТВУ-110-II Рег. № 3182-72	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 9		
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
17	Иркутская ТЭЦ-9 ВЛ-110кВ ТЭЦ-9 - ТЭЦ-10	ТТ: КТ 0,2S К _{ТТ} =1000/5	ТФЗМ-110Б Рег. № 2793-71	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 11		
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
18	Иркутская ТЭЦ-9 ВЛ-110кВ ТЭЦ-9 - ВОДОЗАБОР-1	ТТ: КТ 0,2S К _{ТТ} =1000/5	ТФЗМ-110Б Рег. № 2793-71	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 11		
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
19	Иркутская ТЭЦ-9 ВЛ-110 кВ ТЭЦ-9 - ЦРП-2	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТВУ-110-II Рег. № 3182-72	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 9		
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
20	Иркутская ТЭЦ-9 ВЛ-110 кВ ТЭЦ-9 - ЦРП-2Б	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/5	ТВУ-110-II Рег. № 3182-72	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 9		
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
21	Иркутская ТЭЦ-9 ОВ-I 110 кВ	ТТ: КТ 0,2S К _{ТТ} =2000/5	ТФЗМ-110Б Рег. № 2793-71	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 11		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) K _{СЧ} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
22	Иркутская ТЭЦ-9 ОВ-II 110 кВ	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =2000/5	ТФНД-110М Рег. № 2793-71	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 9		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) K _{СЧ} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
23	Иркутская ТЭЦ-9 ШСВ А-Т	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТВДМ-35 Рег. № 3642-73	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН: КТ 0,5 К _{ТН} =35000√3/100√3	ЗНОМ-35 Рег. № 912-54	
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) K _{СЧ} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
24	Иркутская ТЭЦ-9 ШСВ Б-Т	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТВДМ-35 Рег. № 3642-73	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН: КТ 0,5 К _{ТН} =35000√3/100√3	ЗНОМ-35 Рег. № 912-54	
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) K _{СЧ} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
25	Иркутская ТЭЦ-9 КЛ-35 кВ АЭМЗ-А	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =200/5	ТВ-35/25 Рег. № 4462-74	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 23		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) K _{СЧ} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
26	Иркутская ТЭЦ-9 КЛ-35 кВ АЭМЗ-Б	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =200/5	ТВ-35/25 Рег. № 4462-74	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 24		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) K _{СЧ} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
27	Иркутская ТЭЦ-9 КЛ-35 кВ БЦРП-9	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТВДМ-35 Рег. № 3642-73	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 24		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) K _{СЧ} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
28	Иркутская ТЭЦ-9 КЛ-35 кВ АЦРП-1	ТТ: КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТВДМ-35 Рег. № 3642-73	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 23		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) K _{СЧ} =1	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	

Продолжение таблицы 2

продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
29	Иркутская ТЭЦ-9 КЛ-35 кВ АЦРП-4	ТТ: КТ 0,5 Ктт =600/5	ТВДМ-35 Рег. № 3642-73	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 23		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{Cч}=1$	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
30	Иркутская ТЭЦ-9 КЛ-35 кВ АЦРП-5	ТТ: КТ 0,5 Ктт =600/5	ТВДМ-35 Рег. № 3642-73	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 23		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{Cч}=1$	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
31	Иркутская ТЭЦ-9 КЛ-35 кВ АЦРП-6	ТТ: КТ 0,5 Ктт =600/5	ТВДМ-35 Рег. № 3642-73	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 23		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{Cч}=1$	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
32	Иркутская ТЭЦ-9 КЛ-35 кВ БЦРП-7	ТТ: КТ 0,5 Ктт =600/5	ТВДМ-35 Рег. № 3642-73	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 24		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{Cч}=1$	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
33	Иркутская ТЭЦ-9 КЛ-35 кВ АЦРП-8	ТТ: КТ 0,5 Ктт =600/5	ТВДМ-35 Рег. № 3642-73	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 23		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{Cч}=1$	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
34	Иркутская ТЭЦ-9 КЛ-35 кВ БЦРП-3А	ТТ: КТ 0,5 Ктт =600/5	ТВДМ-35 Рег. № 3642-73	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 24		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{Cч}=1$	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	
35	Иркутская ТЭЦ-9 КЛ-35 кВ БЦРП-3Б	ТТ: КТ 0,5 Ктт =600/5	ТВДМ-35 Рег. № 3642-73	Энергия (мощность) активная, реактивная; календарное время
		ТН из ИК № 24		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{Cч}=1$	АЛЬФА A2R-4-AL-C29-T+ Рег. № 14555-02	

Примечания:

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в таблице 2.

2 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчики АЛЬФА (параметры надежности: время наработки на отказ T_o не менее 50000 ч; время восстановления t_v не более 2 ч);
- УСПД RTU-325 (параметры надежности: T_o не менее 40000 ч; t_v не более 24 ч);
- сервер сбора и БД, коммутатор (параметры надежности: коэффициент готовности K_r не менее 0,99; t_v не более 1 ч);
- устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (параметры надежности: K_r не менее 0,95; t_v не более 168 ч).

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания (ИБП), а счетчиков с помощью дополнительного питания; резервирование каналов связи от ИИК к ИВКЭ (резервный канал связи - резервные жилы кабеля интерфейса RS-485); резервирование каналов связи от ИВКЭ к ИВК (резервный канал связи - коммутируемое соединение GSM); резервирование информации с помощью наличия резервных баз данных, перезагрузки и средств контроля зависания и с помощью резервирования сервера;

- мониторинг состояния АИИС КУЭ с помощью удаленного доступа (возможность съема информации со счетчика автономным способом и визуальный контроль информации на счетчике);

- наличие ЗИП, эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов: пломбирование электросчётчиков, промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения, испытательных коробок счетчиков и УСПД.

Глубина хранения информации (профиля нагрузки):

- электросчетчики АЛЬФА имеют энергонезависимую память для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом (по 4-м каналам) на глубину 70 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом на начало расчетного периода, а также запрограммированных параметров (функция автоматизирована);

- УСПД RTU-325 - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - 45 суток, сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет (функция автоматизирована);

- сервер сбора и БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Таблица 3 - Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

Номер ИК	Активная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. cosj	$\pm d_{2\%P}$, [%]	$\pm d_{5\%P}$, [%]	$\pm d_{20\%P}$, [%]	$\pm d_{100\%P}$, [%]
	ТТ	ТН	Сч.		для диапазона $W_{P2\%} \leq W_{P_{ИЗМ}} < W_{P5\%}$	для диапазона $W_{P5\%} \leq W_{P_{ИЗМ}} < W_{P20\%}$	для диапазона $W_{P20\%} \leq W_{P_{ИЗМ}} < W_{P100\%}$	для диапазона $W_{P100\%} \leq W_{P_{ИЗМ}} \leq W_{P120\%}$
1 - 3	0,2S	0,5	0,2S	1	1,3	1,0	0,9	0,9
				0,8	1,6	1,2	1,1	1,1
				0,5	2,4	1,8	1,6	1,6
11, 12 17, 18 21	0,2S	0,2	0,5S	1	1,8	1,4	1,3	1,3
				0,8	2,0	1,5	1,4	1,4
				0,5	2,6	2,0	1,7	1,7
9, 10	0,2S	0,5	0,5S	1	1,9	1,5	1,4	1,4
				0,8	2,1	1,6	1,5	1,5
				0,5	2,8	2,3	2,0	2,0
7	0,2	0,5	0,2S	1	не нормируют	1,2	1,0	0,9
				0,8	не нормируют	1,6	1,2	1,1
				0,5	не нормируют	2,4	1,7	1,6
14	0,5	0,2	0,5S	1	не нормируют	2,1	1,6	1,4
				0,8	не нормируют	3,1	1,9	1,7
				0,5	не нормируют	5,5	3,0	2,3
4 - 8	0,5	0,5	0,2S	1	не нормируют	1,9	1,2	1,0
				0,8	не нормируют	2,9	1,7	1,4
				0,5	не нормируют	5,5	3,0	2,3
13, 15, 16 19, 20 22-35	0,5	0,5	0,5S	1	не нормируют	2,2	1,6	1,5
				0,8	не нормируют	3,1	2,1	1,8
				0,5	не нормируют	5,6	3,2	2,6
Номер ИК	Реактивная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. cosj / sinj	$\pm d_{2\%Q}$, [%]	$\pm d_{5\%Q}$, [%]	$\pm d_{20\%Q}$, [%]	$\pm d_{100\%Q}$, [%]
	ТТ	ТН	Сч.		для диапазона $W_{Q2\%} \leq W_{Q_{ИЗМ}} < W_{Q5\%}$	для диапазона $W_{Q5\%} \leq W_{Q_{ИЗМ}} < W_{Q20\%}$	для диапазона $W_{Q20\%} \leq W_{Q_{ИЗМ}} < W_{Q100\%}$	для диапазона $W_{Q100\%} \leq W_{Q_{ИЗМ}} \leq W_{Q120\%}$
1 - 3	0,2S	0,5	0,5	0,8/0,6	2,2	1,8	1,7	1,7
				0,5/0,87	1,8	1,6	1,6	1,6
11, 12 17, 18 21	0,2S	0,2	1	0,8/0,6	4,4	3,5	3,3	3,3
				0,5/0,87	3,5	3,2	3,1	3,1
9, 10	0,2S	0,5	1	0,8/0,6	4,5	3,6	3,4	3,4
				0,5/0,87	3,5	3,3	3,2	3,2
7	0,2	0,5	0,5	0,8/0,6	не нормируют	2,4	1,9	1,8
				0,5/0,87	не нормируют	2,1	1,6	1,6
14	0,5	0,2	1	0,8/0,6	не нормируют	5,3	3,8	3,5
				0,5/0,87	не нормируют	4,1	3,3	3,2
4 - 8	0,5	0,5	0,5	0,8/0,6	не нормируют	4,6	2,7	2,2
				0,5/0,87	не нормируют	2,9	2,0	1,8
13, 15, 16 19, 20 22-35	0,5	0,5	1	0,8/0,6	не нормируют	5,3	3,9	3,6
				0,5/0,87	не нормируют	4,1	3,4	3,2

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения 30-минутных приращений электроэнергии и средней мощности.

2 Нормальные условия:

- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов по ГОСТ 7746-2015 и ГОСТ 1983-2015, для счетчиков, УСПД, ИВК и УССВ-2 (20±2) °С;
- диапазон напряжения (0,98-1,02)Uном; частота (50±0,2) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,05 мТл.

3 Рабочие условия:

- допускаемая температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 60 до плюс 55 °С, для счетчиков от минус 40 до плюс 55 °С, для УСПД от 0 до плюс 70 °С, для ИВК (20±10) °С, для УССВ-2 от минус 10 до плюс 55 °С;
- диапазон напряжения (0,9-1,1)Uном; частота (50±0,4) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для колебаний температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии в процессе выполнения измерений (20±5) °С.

5 В таблице 3 приняты следующие обозначения:

- W_{P2%} (W_{Q2%}) - значение электроэнергии при 2%-ной нагрузке (минимальная нагрузка);
- W_{P5%} (W_{Q5%}) - значение электроэнергии при 5%-ной нагрузке;
- W_{P20%} (W_{Q20%}) - значение электроэнергии при 20%-ной нагрузке;
- W_{P100%} (W_{Q100%}) - значение электроэнергии при 100%-ной нагрузке (номинальная нагрузка);
- W_{P120%} (W_{Q120%}) - значение электроэнергии при 120%-ной нагрузке (максимальная нагрузка).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4:

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Измерительные трансформаторы тока	ТВУ-110-П	15
	ТФЗМ-110Б	15
	ТФНД-110М	6
	ТФМ-110	6
	ТВ-35/25	4
	ТВДМ-35	22
	ТШЛ-20	6
	ТШЛ-СВЭЛ-20-3	9
	ТШВ-15	9
Измерительные трансформаторы напряжения	НАМИ-110	6
	НКФ-110-57	6
	ЗНОМ-35	6
	ЗНОМ-15-63	24
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	АЛЬФА А1R-4-AL-C29-T+	8
	АЛЬФА А2R-4-AL-C29-T+	27
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325-E1-512-M3-B4-G	1
Устройство синхронизации системного времени (УССВ)	УССВ-2	1
Сервер сбора и баз данных (БД)	-	1
Системное (базовое) ПО	ОС «Microsoft Windows 2000»	1
	ОС «Windows XP Professional»	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Прикладное ПО	СУБД «Oracle 9i»; «Microsoft Office»	1
Специализированное ПО	ПО «АльфаЦЕНТР», модуль AC_LapTop - для ноутбука	1 1
Специализированное встроенное ПО УСПД	ПО RTU-325 SWV1.00, EMFPLUS	1
Специализированное встроенное ПО счетчиков электроэнергии	«ALPHAPLUS_AE»	35
Методика поверки АИИС КУЭ	МП ИРМ-004-2007	1 экз.
Паспорт-формуляр АИИС КУЭ	ИРМТ.411711.293.17.ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП ИРМ-004-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Иркутской ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго». Методика поверки», утвержденному АО «ИРМЕТ» 11 октября 2017 г.

Основные средства поверки:

- измерительных трансформаторов напряжения - по ГОСТ 8.216-2011;
- измерительных трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003;
- счетчиков электрической энергии в соответствии с документом: «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные типа АЛЬФА. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 1999 г ;

- устройств синхронизации времени УССВ-2 в соответствии с документом: МП-РТ-1906-2013 (ДИЯМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.;

- комплексов аппаратно-программных средств на основе УСПД серии RTU-300 в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки» ДИЯМ 466453.005 МП, утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;

- птр-серверы, работающие от сигналов рабочих шкал Государственного первичного эталона времени и частоты;

- устройство синхронизации времени УСВ-3, Рег. № 51644-12, погрешность синхронизации относительно шкал времени UTC, UTC(SU): ± 100 мкс;

- переносной инженерный пульт - ноутбук с программными пакетами «АльфаЦЕНТР» модуль AC_LapTop, «ALPHAPLUS_AE» для конфигурации и опроса счетчиков и с ПО для работы с устройством синхронизации времени «УСВ-3», оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;

- метеометр МЭС-200А для контроля условий окружающей среды при поверке;

- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1 специальный плюс 3000 (с клещами токоизмерительными 10 А; 300/3000А и с трехфазным блоком трансформаторов тока (БТТ);

- измеритель показателей качества электрической энергии Ресурс-UF2М.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием АИИС КУЭ ТЭЦ-9 ОАО «Иркутскэнерго», аттестованном Восточно-Сибирским филиалом (ВСФ) ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2014 г. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 9-01.00294-2014 от 17.10.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Иркутской ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Акционерное общество «ИРМЕТ» (АО «ИРМЕТ»)

ИНН 3811053048

Адрес: 664050, г. Иркутск, ул. Байкальская, 239, корп. 26А

Телефон (факс): +7 (3952) 225-303

Web-сайт: www.irmet.ru

E-mail: irmet@es.irkutskenergo.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «ИРМЕТ» (АО «ИРМЕТ»)

Адрес: 664050, г. Иркутск, ул. Байкальская, 239, корп. 26А

Телефон (факс): +7 (3952) 225-303

Web-сайт: www.irmet.ru

E-mail: irmet@es.irkutskenergo.ru

Аттестат аккредитации АО «ИРМЕТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312192 от 26.04.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.