

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энермет» (Потребитель АО «ЧМЗ»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энермет» (Потребитель АО «ЧМЗ») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 5.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-2 (далее – УСВ-2), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК, в состав которых входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с сервера АИИС КУЭ настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УСВ-2, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, получаемым от встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC при синхронизации времени от встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS для УСВ-2 составляют не более ± 10 мкс.

Сервер АИИС КУЭ, периодически (1 раз в час) сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-2. Сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-2 при любом расхождении собственной шкалы времени и шкалы времени УСВ-2.

Для ИК, в состав которых входит УСПД, сличение показаний часов УСПД и сервера АИИС КУЭ происходит ежедневно, коррекция часов УСПД производится при наличии расхождения более ± 1 с. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков осуществляется при наличии расхождения более ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При обнаружении любого расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электрической энергии, УСПД, сервера АИИС КУЭ отражаются в журналах событий. Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журнале событий сервера АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramida.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электрической энергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала					Вид электрической энергии и мощности
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	УССВ/Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-35 кВ, Ввод 35 кВ от Т-1	ТПЛ-35 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 21253-01 Фазы: А, С	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 19813-00 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 сервер: iROBO	активная реактивная
2	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, Ввод 6 кВ от Т-1	ТЛШ10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-89 Фазы: А, С	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		активная реактивная
3	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-35 кВ, Ввод 35 кВ от Т-2	ТПЛ-35 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 21253-01 Фазы: А, С	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 19813-00 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		активная реактивная
4	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, Ввод 6 кВ от Т-2	ТЛШ10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-89 Фазы: А, С	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		активная реактивная
5	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-35 кВ, Ввод 1 35 кВ	ТПЛ-35 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 21253-06 Фазы: А, С	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 19813-00 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
6	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-35 кВ, Ввод 2 35 кВ	ТПЛ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-11 Фазы: А, С	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 19813-00 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 сервер: iROBO	активная реактивная
7	ПС 110 кВ ГПП-2 Рессорная, ЗРУ-6 кВ, Ввод 1 6 кВ	ТЛШ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-03 Фазы: А, С	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		активная реактивная
8	ПС 110 кВ ГПП-2 Рессорная, ЗРУ-6 кВ, Ввод 2 6 кВ	ТЛШ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-03 Фазы: А, С	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		активная реактивная
9	ПС 110 кВ ГПП-2 Рессорная, ЗРУ-6 кВ, Ввод 3 6 кВ	ТЛШ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-03 Фазы: А, С	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		активная реактивная
10	ПС 110 кВ ГПП-2 Рессорная, ЗРУ-6 кВ, Ввод 4 6 кВ	ТЛШ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-03 Фазы: А, С	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		активная реактивная
11	ПС 35 кВ Молокозавод, КРУН-6 кВ, КЛ-6 кВ на ТП 6 кВ УПШ	ТОЛ10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-02 Фазы: А, С	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	—		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
12	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ Насосная	ТПОЛ 10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-02 Фазы: А, С	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 сервер: iROBO	активная реактивная
13	ПС 6 кВ № 7, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ Повысительная насосная к. 1	ТОЛ-10-1 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07 Фазы: А, С	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	–		активная реактивная
14	ПС 6 кВ № 7, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ Повысительная насосная к. 2	ТОЛ-10-1 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07 Фазы: А, С	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	–		активная реактивная
15	ПС 35 кВ ЦРП-1, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ Центральная бойлерная к. 1	ТПОЛ 10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-02 Фазы: А, С	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		активная реактивная
16	ПС 35 кВ ЦРП-1, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ Центральная бойлерная к. 2	ТПОЛ 10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-02 Фазы: А, С	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05		активная реактивная
17	РУ-0,4 кВ, 9-ти этажного здания, пом. 104, АО «ЧМЗ», КЛ-0,22 кВ	–	–	СЭБ-1ТМ.02Д.02 Кл. т. 1 Рег. № 39617-09	–		активная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
18	РУ-0,4 кВ, 9-ти этажного здания, пом. 104, АО «ЧМЗ», КЛ-0,38 кВ, Дом быта – Ритм	ТОП 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16 Фазы: А, В, С	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	–	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 сервер: iROBO	активная реактивная
19	КТП-6 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47957-11 Фазы: А, В, С	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	–		активная реактивная
20	РУ-0,4 кВ СМНТ, ШР-4 0,4 кВ	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16 Фазы: А, В, С	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	–		активная реактивная
21	ПС 35 кВ ЦРП-3, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ Уралэнергосервис	ТПОЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-08 Фазы: А, С	ЗНОЛ.06 6300/√3:100 /√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72 Фазы: А, В, С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	–		активная реактивная
22	ВРУ-0,4 кВ, Гортеплоэнерго	–	–	ПСЧ-4ТМ.05МД.21 Кл. т. 1/2 Рег. № 51593-12	–		активная реактивная

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа.

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95 ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95 ($\pm\delta$), %		
		cos φ = 1	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1 – 12; 15; 16 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,8	2,4	3,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,9	2,6	3,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,4	3,5	5,8
13; 14; 21 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,8	2,4	3,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,8	2,4	3,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,9	2,6	3,6
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,9	3,6	5,8
17 (Сч 1)	$0,2I_{1\bar{6}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	3,1	3,5	3,5
	$0,1I_{1\bar{6}} \leq I < 0,2I_{1\bar{6}}$	1,0	1,5	1,5	3,1	3,7	3,7
	$0,05I_{1\bar{6}} \leq I < 0,1I_{1\bar{6}}$	1,5	1,5	1,5	3,6	3,7	3,7
18 – 20 (ТТ 0,5S; Сч 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,7	2,3	2,7
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,7	2,3	2,7
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,8	2,5	3,3
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,8	3,5	5,7
22 (Сч 1)	$0,2I_{1\bar{6}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	3,1	3,5	3,5
	$0,1I_{1\bar{6}} \leq I < 0,2I_{1\bar{6}}$	1,0	1,0	1,0	3,1	3,5	3,5
	$0,05I_{1\bar{6}} \leq I < 0,1I_{1\bar{6}}$	1,5	1,5	1,5	3,6	3,7	3,7

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95 ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95 ($\pm\delta$), %	
		cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1 – 12; 15; 16 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1)	$I_{НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{НОМ}$	2,1	1,5	4,2	4,0
	$0,2I_{НОМ} \leq I_1 < I_{НОМ}$	2,6	1,8	4,5	4,1
	$0,05I_{НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{НОМ}$	4,4	2,7	5,8	4,5
13; 14; 21 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1)	$I_{НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{НОМ}$	2,1	1,5	4,2	4,0
	$0,2I_{НОМ} \leq I_1 < I_{НОМ}$	2,1	1,5	4,2	4,0
	$0,05I_{НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{НОМ}$	2,6	1,8	4,5	4,1
	$0,02I_{НОМ} \leq I_1 < 0,05I_{НОМ}$	4,6	3,0	5,9	4,7
18 – 20 (ТТ 0,5S; Сч 1)	$I_{НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{НОМ}$	1,8	1,3	4,1	3,9
	$0,2I_{НОМ} \leq I_1 < I_{НОМ}$	1,8	1,3	4,1	3,9
	$0,05I_{НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{НОМ}$	2,4	1,6	4,4	4,0
	$0,02I_{НОМ} \leq I_1 < 0,05I_{НОМ}$	4,5	2,9	5,8	4,6
22 (Сч 2)	$0,2I_{1б} \leq I \leq I_{макс}$	2,0	2,0	6,9	6,9
	$0,1I_{1б} \leq I < 0,2I_{1б}$	2,0	2,0	6,9	6,9
	$0,05I_{1б} \leq I < 0,1I_{1б}$	2,5	2,5	7,1	7,1

Примечания

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для cos φ = 0,5; 0,8; 1 и температуры окружающего воздуха в месте расположения электросчетчиков от минус 5 до плюс 35 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	22
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{НОМ}$ - ток, % от $I_{НОМ}$	от 99 до 101 от 1 до 120

Продолжение таблицы 5

1	2
<ul style="list-style-type: none"> - частота, % от $f_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °С 	<p>от 99,7 до 100,3 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p>	<p>от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40</p> <p>от -5 до +35 от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <p>СЭТ-4ТМ.03М</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - время восстановления работоспособности, сут, не более <p>СЭБ-1ТМ.02Д</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - время восстановления работоспособности, сут, не более <p>ПСЧ-4ТМ.05МД</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - время восстановления работоспособности, сут, не более <p>УСПД:</p> <p>СИКОН С70</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - время восстановления работоспособности, ч, не более <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УССВ:</p> <p>УСВ-2</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>220000 2 140000 2 165000 2 70000 2 100000 2 35000 2</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <p>СЭТ-4ТМ.03М</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>СЭБ-1ТМ.02Д</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее 	<p>113 10 113 10</p>

Окончание таблицы 5

1	2
ПСЧ-4ТМ.05МД - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, суток, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 10 45 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД, сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени УСПД.

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энермет» (Потребитель АО «ЧМЗ») типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Рег. №	Количество, экз.
1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-35	21253-01	4
Трансформаторы тока	ТПЛ	47958-11	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-35	21253-06	2
Трансформаторы тока	ТЛШ10	11077-89	4
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	11077-03	8
Трансформаторы тока	ТОЛ10	7069-02	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	1261-02	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	15128-07	4
Трансформаторы тока	ТОП	47959-16	3
Трансформаторы тока	ТШП	47957-11	3
Трансформаторы тока	ТШП	64182-16	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-08	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	19813-00	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-02	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3344-04	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3344-72	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-17	20
Счетчики активной энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.02Д	39617-09	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	51593-12	1
Устройства сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Сервер АИИС КУЭ	iROBO	-	1
Методика поверки	МП 3-2018	-	1
Формуляр	ВЛСТ 1143.00.000 ФО	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 3-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энермет» (Потребитель АО «ЧМЗ»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному АО ГК «Системы и Технологии» 20 декабря 2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03 апреля 2017 г.;
- счетчиков СЭБ-1ТМ.02Д – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.158РЭ1 «Счетчик активной энергии многофункциональный СЭБ-1ТМ.02Д. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 17 декабря 2009 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МД – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.177РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МД. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», с изменением № 1, утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 27.06.2017 г.;
- СИКОН С70 – в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденным ВНИИМС в 2005 г.
- УСВ-2 – в соответствии с документом ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- устройство синхронизации времени УСВ-2, измеряющее текущие значения времени и даты по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS (Рег. № 41681-10);
- термогигрометр «Ива-6А-КП-Д»: диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0 до 90 %, дискретность 0,1 % (Рег. № 46434-11);
- миллитесламетр ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 1999 мТл (Рег. № 28134-12).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Энермет» (Потребитель АО «ЧМЗ») (АИИС КУЭ ООО «Энермет» (Потребитель АО «ЧМЗ»))», аттестованной АО ГК «Системы и Технологии», регистрационный номер в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений RA.RU.312308

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»)
ИНН: 3327304235
Адрес: 600014, Владимирская область, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещение 27
Тел.: (4922) 33-67-66
Факс: (4922) 33-67-66
E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»)
Адрес: 600026, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8
Тел.: (4922) 33-67-66
Факс: (4922) 33-67-66
E-mail: st@sicon.ru

Аттестат аккредитации АО ГК «Системы и Технологии» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312308 от 04.10.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.