

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1243

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозна- чение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавля- емый изгото- витель	Дата утверж- дения акта испыта- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО "РусГидро" - "Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного" (Майнская ГЭС)	-	01	72138-18	-	МП 6-2018	-	МП-312601-0061.22	-	11.03.2022	Общество с ограниченной ответственностью «НПК» (ООО «НПК»), г. Москва	ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», г. Магнитогорск
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Волгоградэнергообеспечение"	-	17/030	70335-18	-	МП 4222-02-3443124794-2017	-	МП-312235-180-2022	-	04.02.2022	Публичное акционерное общество «Волгоград-энергообеспечение» (ПАО «Волгоград-энергообеспечение»), г. Волгоград	ООО «Энерго-комплекс», г. Москва

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Аэропорт	-	311	83666-21	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	-	РТ-МП-976-500-2021	-	-	28.03.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт» (ООО «Энергостандарт»), г. Хабаровск	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Тандер» (7-ая очередь)	-	001	59136-14	-	-	МП 1897/550-2014 с изменением № 1	-	-	30.03.2022	Акционерное общество «Тандер» (ООО «Тандер»), г. Краснодар	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Барнаульская	-	АУВП.41 1711.ФСК .РИК.029. 04	69766-17	-	РТ-МП-4851-500-2017	-	РТ-МП-309-500-2022	-	05.04.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1243

Регистрационный № 72138-18

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО "РусГидро" - "Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного" (Майнская ГЭС)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного» (Майнская ГЭС) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и переданной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД), устройства синхронизации частоты и времени Метроном 3000, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами тока и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы многофункционального счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения счетчики вычисляют мгновенные значения активной и реактивной мощности, а также значения активной и реактивной энергии на интервалах времени. Далее цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы.

На верхнем - втором уровне системы, выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, 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 и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера БД настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВК).

Синхронизация часов ИИК, ИВК с единым координированным временем обеспечивается входящими в станционную СОЕВ основным и резервным устройствами синхронизации частоты и времени Метроном 3000, которые непрерывно сравнивают собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC по сигналам ГЛОНАСС/GPS.

Сервер БД периодически (не реже чем 1 раз в 1 час) сравнивает свое системное время со станционной СОЕВ, корректировка часов сервера БД осуществляется независимо от наличия расхождения.

Сличение показаний часов счетчиков и сервера БД производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков осуществляется при наличии расхождения не более ± 1 сек.

Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счётчиков и сервера БД.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским образом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: pso_metr.dll	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

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.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические 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	Счетчик	УССВ/Сервер	
1	2	3	4	5	6	7
1	Майнская ГЭС Г1	ТШЛ-20 6000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 56230-14	TJS 6-G 13800/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 49111-12	ESM-HV100-220-A2E4-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	УССВ: Метроном 3000 Рег. № 56465-14	активная
2	Майнская ГЭС Г2	ТШВ-15 6000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1836-63	TJS 6-G 13800/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 49111-12	ESM-HV100-220-A2E4-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		реактивная
3	Майнская ГЭС Г3	ТШЛ 6000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 64182-16	TJS 6-G 13800/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 49111-12	ESM-HV100-220-A2E4-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		реактивная
4	КВЛ 220 кВ Шушенская – опорная- Означенное-районная I цепь с отпайкой на Майнскую ГЭС	JK ELK CN14 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 41961-09	STE1 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 51206-12	ESM-HV100-220-A2E4-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	Сервер: HP Proliant DL360 G6	активная
5	КВЛ 220 кВ Шушенская – опорная- Означенное-районная II цепь с отпайкой на Майнскую ГЭС	JK ELK CN14 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 41961-09	STE1 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 51206-12	ESM-HV100-220-A2E4-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17		реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 3-5	Активная	0,5	1,9
	Реактивная	1,1	3,2
2	Активная	0,7	2,6
	Реактивная	1,2	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

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 при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

4. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков и УССВ, на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для электросчетчиков - для УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 от -5 до +40 от +5 до +35 от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее:	170000

Продолжение таблицы 4

1	2
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УССВ - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1 64067 1 100000 1
Глубина хранения информации: Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 20 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

- журнал ИВК:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов ТТ и ТН;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки (испытательного блока);
- сервера (серверных шкафов);

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

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

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 учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного» (Майнская ГЭС) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-20	3
Трансформаторы тока шинные	ТШВ-15	3
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ	3
Трансформаторы тока	JK ELK CN14	6
Трансформаторы напряжения	TJC 6-G	9
Трансформаторы напряжения	STE1	6
Устройства измерительные многофункциональные	ESM-HV100-220-A2E4-02A	5
Сервер	HP Proliant DL360 G6	1
Устройства синхронизации частоты и времени	Метроном 3000	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	ВЛСТ 1158.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО "РусГидро" - "Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного" (Майнская ГЭС)», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», регистрационный номер RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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 обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещение 27

Тел./факс: +7 (4922) 33-67-66

E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН 3327304235

Юридический адрес: 600014, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Адрес: 600014, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещение 27

Телефон: +7 (4922) 33-67-66

Факс: +7 (4922) 33-67-66

E-mail: st@sicon.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312308

В части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «ИНВЕСТИЦИОННО-
ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО «ИИГ «КАРНЕОЛ»)

ИНН 7456013961

Юридический адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-т Ленина, д. 124,
офис 15

Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр.2

Телефон: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312601

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1243

Регистрационный № 70335-18

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Волгоградэнергообл"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Волгоградэнергообл" (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) АИИС КУЭ ПАО «Волгоградэнергообл», устройство синхронизации времени УСВ-3, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы 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.

Данные со счетчиков поступают на уровень ИВК, где выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации-участники оптового и розничного рынков электрической энергии и мощности (ОРЭМ) через каналы связи интернет-провайдеров.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭМ, в том числе АО "АТС", АО "СО ЕЭС" и смежным субъектам, передаются с ИВК с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему в виде xml-файлов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии, осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 3. СОЕВ включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-3, часы СБД АИИС КУЭ ПАО «Волгоградэнергобывт» и часы счётчиков. Устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Синхронизация времени АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается функционально законченным устройством синхронизации времени УСВ-3 и осуществляется программным способом при помощи специально разработанного алгоритма. Программная реализация этого алгоритма функционирует в СБД. Алгоритм включает периодическую (не реже 1 раза в час) отправку запросов на получение значения точного времени от устройства УСВ-3. Коррекция шкалы времени СБД осуществляется при расхождении часов СБД и УСВ-3 на величину ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и СБД АИИС КУЭ ПАО "Волгоградэнергобывт" происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 17/030 средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110/10 кВ Колобовка, ОРУ- 110 кВ, 2 СШ, ВЛ 110 кВ № 297	ТФНД-110М кл. т 0,5 К _{тт} = 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл. т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег.№ 64242-16
2	ПС 110/10/6 кВ Райгород-2, ОРУ- 110 кВ, 1 СШ, ВЛ 110 кВ № 320	ТФНД-110М кл. т 0,5 К _{тт} = 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл. т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ПС 110/35/10 кВ Пимено-Черни, ОРУ- 35 кВ, ВЛ 35 кВ Выпасная	ТФН-35М кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 3690-73 ТФЗМ-35А-У1 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 кл. т 0,5 $K_{тн} = (35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16
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 Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов. 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.					

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1 – 3	Активная	1,2	5,8
	Реактивная	2,5	4,4
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,5_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 35°C .			

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды $^{\circ}\text{C}$: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$: - для ТТ, ТН - для счетчиков - для УСВ-3	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -40 до +40 от -40 до +60 от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 72 0,99 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

- защита результатов измерений при передаче.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

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

- журнал сервера ИВК:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере ИВК;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

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

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

- электросчетчика;
- сервера ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);

- сбора результатов измерений - не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФНД-110М	6 шт.
Трансформатор тока	ТФН-35М	1 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	1 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Формуляр	ФО 4222-02-3443124794-2022	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Волгоградэнергообл", аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Волгоградэнергообл"

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

Общество с ограниченной ответственностью "Центр энерготехнологий ТЭС"

(ООО "Центр энерготехнологий ТЭС")

ИНН 3443124794

Адрес: 400117, Российская Федерация, г. Волгоград, ул. Шекснинская, д.42, оф.108

Телефон: (8442) 26-42-38

Факс: (8442) 50-58-95

Испытательный центр

ФБУ "Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области" (ФБУ "Самарский ЦСМ")

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: +7 (846) 336-08-27

Факс: +7 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ "Самарский ЦСМ" по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН: 7444052356

Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130,
строение 2

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1243

Регистрационный № 83666-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Аэропорт

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Аэропорт (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных и специализированное программное обеспечение (далее по тексту – СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);

- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ. Заводской номер АИИС КУЭ: 311

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)).

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергетики.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	КВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ - Аэропорт	ТГФМ-220 П* кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 36671-08	НАМИ-220 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 РСТВ-01 рег. № 40586-12
2	ЗРУ 10 кВ, яч. №3	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
3	ЗРУ 10 кВ, яч. №4	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
4	ЗРУ 10 кВ, яч. №5	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
5	ЗРУ 10 кВ, яч. №6	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ЗРУ 10 кВ, яч. №7	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег.№ 44626-10 РСТВ-01 рег. № 40586-12
7	ЗРУ 10 кВ, яч. №9	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
8	ЗРУ 10 кВ, яч. №11	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
9	ЗРУ 10 кВ, яч. №13	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
10	ЗРУ 10 кВ, яч. №14	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
11	ЗРУ 10 кВ, яч. №15	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 47959-16	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
12	ЗРУ 10 кВ, яч. №16	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
13	ЗРУ 10 кВ, яч. №18	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
14	ЗРУ 10 кВ, яч. №20	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 47959-16	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ЗРУ 10 кВ, яч. №27	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег.№ 44626-10 РСТВ-01 рег. № 40586-12
16	ЗРУ 10 кВ, яч. №30	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
17	ЗРУ 10 кВ, яч. №32	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
18	ЗРУ 10 кВ, яч. №34	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
19	ЗРУ 10 кВ, яч. №35	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
20	ЗРУ 10 кВ, яч. №36	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
21	ЗРУ 10 кВ, яч. №37	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
22	ЗРУ 10 кВ, яч. №38	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
23	ЗРУ 10 кВ, яч. №39	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ЗРУ 10 кВ, яч. №40	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 47959-16	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 РСТВ-01 рег. № 40586-12
25	ЗРУ 10 кВ, яч. №42	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 51623-12	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
26	ЗРУ 10 кВ, яч. №43	ТОЛ кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 47959-16	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
27	ЗРУ 10 кВ, яч. №49	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
28	ЗРУ 10 кВ, яч. №51	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 25433-11	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 35955-07	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
2 – 27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
2 – 27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,6	1,9	1,9
	0,5	2,7	1,6	1,3	1,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
2 – 27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
2 – 27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,7	2,9	2,3	2,3
	0,5	3,0	2,0	1,8	1,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	28
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФМ-220 II*	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	66 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	12 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-220	6 шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	12 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	28 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	ЭСТ.422231.003.03 ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Аэропорт», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц и в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Аэропорт» в части измерительных каналов 11, 14, 24, 25, 26, 28», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.312236

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Аэропорт

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москва и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: rostest-ees.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.312429 в Реестре аккредитованных

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1243

Регистрационный № 59136-14

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Тандер» (7-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Тандер» (7-я очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, состоящую из измерительных каналов (ИК).

ИК АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

Первый уровень – измерительные каналы точек учета, включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики) и вторичные измерительные цепи.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер IBMx3650M3 АО «Тандер» с установленным серверным программным обеспечением (программный комплекс «Энергосфера»), устройство синхронизации системного времени типа УСВ-3, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 64242-16, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений активной и реактивной электроэнергии (прямого и обратного направления) с заданной дискретностью 30 мин;
- сбор и передачу журналов событий счетчиков в базу данных ИВК;
- автоматическое выполнение измерений времени и ведение единого времени в составе СОЕВ АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений (приращений электроэнергии прямого и обратного направлений) с заданной дискретностью 30 мин;
- хранение в базе данных АИИС КУЭ результатов измерений информации о состоянии средств измерений («Журналов событий»);
- обработку, формирование и передачу результатов измерений в XML-формате по электронной почте (с электронной подписью);

- обеспечение по запросу коммерческого оператора дистанционного доступа к результатам измерений, данным журналов событий на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечение диагностики и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- обеспечение конфигурирования и настройки параметров АИИС КУЭ;
- автоматическую регистрацию событий, сопровождающих процессы измерения, в «Журнале событий» на уровне измерительно-информационного комплекса;
- предоставление доступа к измеренным значениям и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии;
- расчеты потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи и восстановления питания.

Первичные фазные токи и напряжения преобразовываются измерительными трансформаторами (в случае счетчиков прямого включения – счетчиками) в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронных счетчиков. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются мгновенные значения активной, реактивной, полной мощности и интегрированные по времени значения активной и реактивной энергии. Сервер автоматически не реже одного раза в сутки и/или по запросу проводит сбор результатов измерений и информации о состоянии средств измерений со счетчиков.

Информационное взаимодействие между уровнем ИВК и счетчиками выполняется посредством каналаобразующей аппаратуры по протоколу ТСР/ІР. Передача данных организована с помощью сравнения контрольных сумм по стандартизированным протоколам передачи данных.

В сервере осуществляется хранение результатов измерений и отображение информации по подключенным к серверу устройствам. Посредством сервера происходит отображение информации на автоматизированных рабочих местах (АРМ). Вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется на уровне ИВК (ПО «Энергосфера») либо на уровне информационно-измерительных комплексов (внутреннее ПО счётчика).

На сервере информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Информация с сервера может быть получена на автоматизированные рабочие места (АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия и/или по сотовой GSM связи (GPRS соединение).

Передача информации заинтересованным субъектам происходит по сети Internet (сервер – каналаобразующая аппаратура – заинтересованные субъекты).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени на всех уровнях АИИС КУЭ. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Сличение шкалы времени сервера и шкалы времени устройства синхронизации системного времени происходит один раз в 60 минут. Не реже чем один раз в сутки осуществляется сличение шкалы времени между счетчиками и сервером.

Коррекция шкалы времени счётчика сервером осуществляется при обнаружении рассогласования более чем на 2 секунды. При этом интервал, на который будет выполнена коррекция, выбирается индивидуально для каждого счётчика.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер №001. Заводской номер указан на титульном листе паспорта-формуляра СТПА.411711.ТН02.ФО.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков, сервера и АРМ на основе специализированного программного пакета – программный комплекс «Энергосфера» (ПО «Энергосфера»).

Метрологически значимой частью специализированного ПО АИИС является библиотека pso_metr.dll. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учёта, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные библиотеки pso_metr.dll приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Другие идентификационные данные	pso_metr.dll

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов точек учета АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав первого уровня ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование измерительных каналов точек учета	Состав первого уровня измерительных каналов точек учета		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии
1	2	3	4	5
5	ГМ Кинель-1, Чехова, г. Кинель, ул. Чехова, д. 5, ТП 6/0,4 кВ ЗАО Тандер, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТОЛ кл.т 0,5 Ктт = 75/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
6	ГМ Кинель-1, Чехова, г. Кинель, ул. Чехова, д. 5, ТП 6/0,4 кВ ЗАО Тандер, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ Т-2	ТОЛ кл.т 0,5 К _{тт} = 75/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
7	ГМ Новокуйбышевск-1, Дзержинского, г. Новокуйбышевск, ул. Дзержинского, д. 1, ПС 110/6 кВ Центральная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ Ф-5	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 51143-12	НАМИТ-10 кл.т 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08
8	ГМ Новокуйбышевск-1, Дзержинского, г. Новокуйбышевск, ул. Дзержинского, д. 1, ПС 110/6 кВ Центральная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 17, КЛ-6 кВ Ф-17	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 51143-12	НАМИТ-10 кл.т 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08
9	ГМ Саратов-2, Чернышевского, г. Саратов, ул. Чернышевского, 56А, ТП-1698 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ кл.т 0,5 К _{тт} = 1500/5 рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
10	ГМ Саратов-2, Чернышевского, г. Саратов, ул. Чернышевского, 56А, ТП-1698 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ кл.т 0,5 К _{тт} = 1500/5 рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
11	ГМ Ишимбай-1, Ленина, г. Ишимбай, пр. Ленина, 48, ТП-106 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 С.Ш. 0,4 кВ, КЛ1-0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 К _{тт} = 800/5 рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
12	ГМ Ишимбай-1, Ленина, г. Ишимбай, пр. Ленина, 48, ТП-106 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 С.Ш. 0,4 кВ, КЛ2-0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 800/5 рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
13	ГМ Каменка-1, Энергетиков, Пензенская обл., г. Каменка, ул. Центральная, 14, ВЛ 6 кВ Ф-№13 РПБ, ВЛ2-6 кВ, оп. №2, ПКУ-6 кВ	ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
14	ГМ Каменка-1, Энергетиков, Пензенская обл., г. Каменка, ул. Центральная, 14, ВЛ 6 кВ Ф-№31 Амур, ВЛ1-6 кВ, оп. №2, ПКУ-6 кВ	ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 35956-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
15	ГМ Нижнекамск-2, Вахитова, г. Нижнекамск, пр-кт Вахитова, д. 2Ж, БКТП-2х630кВА Магнит 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 С.Ш. 10 кВ, Яч. Ввод №1	ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 40/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
16	ГМ Нижнекамск-2, Вахитова, г. Нижнекамск, пр-кт Вахитова, д. 2Ж, БКТП-2х630кВА Магнит 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 С.Ш. 10 кВ, Яч. Ввод №2	ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 40/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
17	ГМ Югорск-1, Железнодорожная, г. Югорск, ул. Торговая, д. 1 ТП ЗАО Тандер 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 75076-19	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
18	ГМ Югорск-1, Железнодорожная, г. Югорск, ул. Торговая, д. 1 ТП ЗАО Тандер 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-0,66 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 75076-19	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08
19	ГМ Майкоп-2, Пионерская, г. Майкоп, ул. Пионерская, 273Д ТП-457 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 С.Ш. 0,4 кВ, КЛ-1 0,4 кВ ГМ Магнит	ТШП-0,66 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 54852-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
20	ГМ Майкоп-2, Пионерская, г. Майкоп, ул. Пионерская, 273Д ТП-457 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 С.Ш. 0,4 кВ, КЛ-2 0,4 кВ ГМ Магнит	ТШП-0,66 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 54852-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
21	ГМ Электросталь-1, Южный, г. Электросталь, пр-кт. Южный, 10 ТП-141 6 кВ, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Яч. Ввод №1, КЛ-1 6 кВ	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 40/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
22	ГМ Электросталь-1, Южный, г. Электросталь, пр-кт. Южный, 10 ТП-141 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Яч. Ввод №2, КЛ-2 6 кВ	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 40/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
23	ГМ Волгоград-4, 30 Лет Победы, г. Волгоград, бул. 30-летия Победы, д. 39, ТПА.5289 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 С.Ш. 6 кВ, яч.2, ввод 6 кВ Т-1	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 40/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
24	ГМ Волгоград-4, 30 Лет Победы, г. Волгоград, бул. 30-летия Победы, д. 39, ТПА.5289 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 С.Ш. 6 кВ, яч.5, ввод 6 кВ Т-2	ТОЛ кл.т 0,5S К _{тт} = 40/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
25	ГМ Альметьевск, Нефтяников, респ. Татарстан, г. Альметьевск, ул. Нефтянников, 18, БКТП 10/0,4 кВ РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Яч. Ввод №1, КЛ1-10 кВ	ТОЛ кл.т 0,5 К _{тт} = 150/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
26	ГМ Альметьевск, Нефтяников, респ. Татарстан, г. Альметьевск, ул. Нефтянников, 18, БКТП 10/0,4 кВ РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Яч. Ввод №2, КЛ2-10 кВ	ТОЛ кл.т 0,5 К _{тт} = 150/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
27	ГМ Иваново-2, Текстильщиков, г. Иваново, пр-кт. Текстильщиков, 39 ТП-854 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ кл.т 0,5 К _{тт} = 800/5 рег. № 28139-07	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
28	ГМ Иваново-2, Текстильщиков, г. Иваново, пр-кт. Текстильщиков, 39 ТП-854 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ кл.т 0,5 К _{тт} = 800/5 рег. № 28139-07	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
29	ГМ Каневская-1, Герцена, Краснодарский кр., ст. Каневская, ул. Герцена, 80, 2БКТП КН-6-1176 10 кВ, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ввод 1 10 кВ	ТОЛ кл.т 0,5S К _{тт} = 40/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
30	ГМ Каневская-1, Герцена, Краснодарский кр., ст. Каневская, ул. Герцена, 80, 2БКТП КН-6-1176 10 кВ, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ввод 2 10 кВ	ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 40/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
31	РЦ Кропоткин, г. Кропоткин-7, Промзона, ТП 215-19-П 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП-М-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 71205-18	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
32	РЦ Кропоткин, г. Кропоткин-7, Промзона, ТП 218-19-П 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, ЛЭП 6 кВ	ТПЛ-10-М кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-08
36	ГМ Волхов-1, Пирогова, г. Волхов, ул. Пирогова, д. 12, ТП-173 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, I СШ 0,4 кВ, яч. №1, КЛ1-0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
37	ГМ Волхов-1, Пирогова, г. Волхов, ул. Пирогова, д. 12, ТП-173 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, II СШ 0,4 кВ, яч. №7, КЛ2-0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
40	ГМ Волгодонск-3, Курчатова, г. Волгодонск, ул. Курчатова, д.48, БКТП №210 10 кВ (ТП-210), РУ-10 кВ, 1 С.Ш. 10 кВ, яч.№2, Ввод 1 10 кВ	ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 30/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
41	ГМ Волгодонск-3, Курчатова, г. Волгодонск, ул. Курчатова, д.48, БКТП №210 10 кВ (ТП-210), РУ-10 кВ, 2 С.Ш. 10 кВ, яч.№7, Ввод 2 10 кВ	ТОЛ кл.т 0,5S К _{тт} = 30/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
42	ГМ Вологда-1, Ленинградская, Вологодская обл, г. Вологда, ул. Ленинградская, 71а, ГРЩ-0,4 кВ Гипермаркета Магнит, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Яч. Ввод 1 0,4 кВ	ТТЭ кл.т 0,5S К _{тт} = 1000/5 рег. № 67761-17	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
43	ГМ Вологда-1, Ленинградская, Вологодская обл, г. Вологда, ул. Ленинградская, 71а, ГРЩ-0,4 кВ Гипермаркета Магнит, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Яч. Ввод 2 0,4 кВ	ТТЭ кл.т 0,5S К _{тт} = 1000/5 рег. № 67761-17	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
44	ГМ Лиски-1, Титова, г. Лиски, ул. Титова, д. 16А ВРУ-0,4 кВ гипермаркета Магнит, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-3 0,4 кВ	ТТИ кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
49	ГМ Павловский Посад-2, Южный, г. Павловский Посад, в мкр-не ул. Южная, ГКТП-506 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 С.Ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ввод-1	Т-0,66 УЗ кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
50	ГМ Павловский Посад-2, Южный, г. Павловский Посад, в мкр-не ул. Южная, ГКТП-506 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 С.Ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ввод-2	Т-0,66 УЗ кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
53	ГМ Россошь-2, Труда, г. Россошь, пр-кт. Труда, 1И ТП-203 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, Яч. Ввод-1 ГМ Магнит, КЛ-1 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 К _{тт} = 800/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
54	ГМ Россошь-2, Труда, г. Россошь, пр-кт. Труда, 1И ТП-203 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, Яч. Ввод-2 ГМ Магнит, КЛ-2 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 800/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
55	ГМ Самара-3, Кирова, г. Самара, Промышленный район, пр-кт Кирова, д. 308, КТП-6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 С.Ш. 6 кВ, яч. Ввод 1, КЛ-6 кВ Ф-23	ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
56	ГМ Самара-3, Кирова, г. Самара, Промышленный район, пр-кт Кирова, д. 308, КТП-6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 С.Ш. 6 кВ, яч. Ввод 2, КЛ-6 кВ Ф-38	ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
57	ГМ Челябинск-2, Молдавская, Челябинская обл, г. Челябинск, ул. Молдавская, 14, ТП-4577 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 С.Ш. 0,4 кВ, щ.1 гр.1, КЛ1-0,4 кВ ГМ Челябинск-2	ТШЛ кл.т 0,5S Ктт = 2000/5 рег. № 47957-11	-	Меркурий 233 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 34196-07
58	ГМ Челябинск-2, Молдавская, Челябинская обл, г. Челябинск, ул. Молдавская, 14, ТП-4577 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 С.Ш. 0,4 кВ, щ.2 гр.1, КЛ2-0,4 кВ ГМ Челябинск-2	ТШЛ кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 рег. № 47957-11	-	Меркурий 233 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 34196-07
59	ГМ Снежинск-1, 16 мкр., Челябинская обл., г. Снежинск, пр. Мира, 34а ТП-Магнит 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч.1, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 УЗ кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5
60	ГМ Снежинск-1, 16 мкр., Челябинская обл., г. Снежинск, пр. Мира, 34а ТП-Магнит 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч.8, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-0,66 УЗ кл.т 0,5S КТТ = 1000/5 рег. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12

Примечание: Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УССВ на аналогичные утвержденных типов, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер измерительных каналов	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности измерительно-информационных каналов при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (±δ), %			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
9 – 12, 17 – 20, 27, 28, 31, 36, 37, 42 – 44, 49, 50, 53, 54, 57 – 60	1,0	-	±2,1	±1,6	±1,4
	0,9	-	±2,8	±1,9	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±1,9
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
5 – 8, 13 – 16, 21 – 26, 29, 30, 32, 40, 41, 55, 56	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,9	±2,0	±1,8
	0,8	-	±3,3	±2,2	±2,0
	0,7	-	±3,9	±2,5	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7

Окончание таблицы 3

Номер измерительных каналов	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности измерительно-информационных каналов при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		δ ₁₍₂₎ %,	δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,
		I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
9 – 12, 17 – 20, 27, 28, 31, 36, 37, 42 – 44, 49, 50, 53, 54, 57 – 60	0,9	-	±7,1	±4,5	±3,9
	0,8	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,7	-	±4,8	±3,7	±3,5
	0,5	-	±4,2	±3,5	±3,4
5 – 8, 13 – 16, 21 – 26, 29, 30, 32, 40, 41, 55, 56	0,9	-	±7,2	±4,8	±4,2
	0,8	-	±5,6	±4,1	±3,7
	0,7	-	±4,9	±3,8	±3,6
	0,5	-	±4,3	±3,6	±3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, (±Δ), с					5
Примечания к таблице 3: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности P = 0,95.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,87 от +15 до +25
Рабочие условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота сети, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49 до 51 не ниже 0,5 от -40 до +50 от +10 до +35
Характеристики надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 24 70000 1 45000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования,
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами,
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, сервере,

- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала,
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчиков следующих событий:

- фактов параметрирования счетчиков электрической энергии,
- фактов пропадания напряжения,
- фактов коррекции шкалы времени.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОЛ	54 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТТИ	9 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	18 шт.
Трансформатор тока	ТШП-0,66	12 шт.
Трансформатор тока	ТТИ	6 шт.
Трансформатор тока	ТОП-М-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформатор тока	ТТЭ	6 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	6 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ	6 шт.
Трансформатор тока	ТШП-0,66 УЗ	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	48 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	43 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 233	2 шт.
Сервер БД	IBMx3650M3	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Паспорт – формуляр	СТПА.411711. ТН02.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электроэнергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Тандер» (7-я очередь) СТПА.411711.ТН02.МВИ», зарегистрирована в Федеральном реестре методик измерений под № ФР.1.34.2016.23859.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Общество с ограниченной ответственностью «СТАНДАРТ» (ООО «СТАНДАРТ»)

ИНН 5261063935

Адрес: 603009, г. Нижний Новгород, ул. Столетова д. 6.

Телефон: +7 (831) 461-54-67

E-mail: info@pro-standart.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» мая 2022 г. № 1243

Регистрационный № 69766-17

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Барнаульская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Барнаульская (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) (АИИС КУЭ), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются

приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК (АИИС КУЭ) формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающий сигналы спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Сервер сбора обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и часов сервера сбора более чем на 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.РИК.029.04. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД УССВ ИВК
5	ВЛ 220 кВ Барнаульская - Плотинная	ТФНД-220-1 кл.т. 0,5 Ктт = 1200/1 рег. № 3694-73	НКФ 220-58 кл.т. 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 81472-21	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU325 рег. № 19495-03
6	ОВ-220	ТФНД-220 кл.т. 0,5 Ктт = 2000/1 рег. № 82719-21	НКФ 220-58 кл.т. 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 81472-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	СТВ-01 рег. № 49933-12

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95		
		δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5
5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9
	0,8	2,8	1,6	1,2
	0,5	5,4	2,9	2,2
6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9
	0,8	2,8	1,6	1,2
	0,5	5,4	2,9	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95		
		δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	4,4	2,4	1,8
	0,5	2,6	1,5	1,2
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	4,4	2,4	1,9
	0,5	2,5	1,5	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95		
		δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0
	0,8	2,9	1,7	1,4
	0,5	5,5	3,0	2,3
6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0
	0,8	2,9	1,7	1,4
	0,5	5,5	3,0	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95		
		δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,5	1,9
	0,5	2,7	1,6	1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	4,6	2,8	2,3
	0,5	2,8	1,9	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с				5
Примечание - Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).				

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 5 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 5 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 72 50000 72

Продолжение таблицы 4

1	2
УСПД RTU325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее	40000
комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	3
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФНД-220-I	3 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-220	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ 220-58	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАЛЬФА	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU325	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.029.04.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Барнаульская», аттестованном ООО «ЭнерТест», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311723.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Барнаульская

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

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310639