

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 18 » февраля 2022 г. № 415

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемый изготовитель	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 электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Тырма»	-	1696	64677-16	-	МП 64677-16	-	РТ-МП-1208-500-2021	-	11.10. 2021	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) розничных потребителей на объектах ПАО «ТГК-2» в г. Ярославле	-	004	83152-21	Публичное акционерное общество «Территориальная генерирующая компания №2» (ПАО «ТГК-2»), г. Ярославль	-	МП-312235-148-2021	-	-	05.11. 2021	Публичное акционерное общество «Территориальная генерирующая компания №2» (ПАО «ТГК-2»), г. Ярославль	ООО «Энерго-комплекс», Челябинская обл., г. Магнитогорск

3.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО "Корпорация "ТРИНН"	-	001	44129-10	-	МП СМО- 2505-2021	-	МП СМО- 0811-2021	-	10.11. 2021	Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»), г. Владимир	АО «РЭС Групп», г. Владимир
----	---	---	-----	----------	---	----------------------	---	----------------------	---	----------------	--	-----------------------------------

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 415

Регистрационный № 44129-10

Лист № 1
Всего листов 20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Корпорация «ГРИНН»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Корпорация «ГРИНН» (далее - 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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК) включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ-3), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений электроэнергии (W , кВт·ч, Q , квар·ч) передаются в целых числах и соотнесены с единым календарным временем.

На верхнем – втором уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы АО «Корпорация «ГРИНН».

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются с ИВК с учетом агрегации данных по всем точкам измерений системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АО «Корпорация «ГРИНН» с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и АИИС КУЭ смежных субъектов в виде XML-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ-3, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) и от спутников глобальной навигационной системы (ГЛОНАСС). УСВ-3 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ-3 более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени УСВ-3 не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

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 указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» версии не ниже 3.0, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
1	2	3	4
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета CalcClients.dll	1.0.0.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности CalcLeakage.dll	1.0.0.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах CalcLosses.dll	1.0.0.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях и проверке точности вычислений Metrology.dll	1.0.0.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе Metrology.dll	1.0.0.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК ParseIEC.dll	1.0.0.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus ParseModbus.dll	1.0.0.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида ParsePiramida.dll	1.0.0.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности справочной информации SynchroNSI.dll	1.0.0.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени VerifyTime.dll	1.0.0.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Курская обл. г. Железнодорожск ГМ «ЛИНИЯ» ПС 110/10/10кВ "Сапфир" РУ-10 кВ яч. №11	ТОЛ-10-1 Ктт 100/5 Кл. т 0,5 Рег. №15128-03	ЗНОЛ.06 Ктн 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-72	ПСЧ- 4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,6
2	Курская обл. г. Железнодорожск ГМ «ЛИНИЯ» ПС 110/10/10 "Сапфир" РУ-10 кВ яч. №15	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Ктт 100/5 Кл. т 0,5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ.06 Ктн 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-72	ПСЧ- 4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,6
3	г.Белгород, ГМ «ЛИНИЯ-1» ВРУ 0,4 кВ №1, ввод №1	Т-0,66 М У3 Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
4	г.Белгород, ГМ «ЛИНИЯ-1» ВРУ 0,4 кВ №2, ввод №1	Т-0,66 М У3 Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	г.Белгород, ГМ «ЛИНИЯ-1» ВРУ 0,4 кВ №3, ввод №1	Т-0,66 М УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
6	г.Белгород, ГМ «ЛИНИЯ-1» ВРУ 0,4 кВ №1, ввод №2	Т-0,66 М УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
7	г.Белгород, ГМ «ЛИНИЯ-1» ВРУ 0,4 кВ №2, ввод №2	Т-0,66 М УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
8	г.Белгород, ГМ «ЛИНИЯ-1» ВРУ 0,4 кВ №3, ввод №2	Т-0,66 М УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
9	г.Белгород, ГМ «ЛИНИЯ-1» ШНО-0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Ктт 100/5 Кл.т 0,5S Рег. № 52667-13 Т-0,66 М УЗ Ктт 100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 17551-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	Белгородская обл. г.Старый Оскол, ГМ «ЛИНИЯ» ВРУ 0,4 кВ №1, ввод №1	Т-0,66 УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
11	Белгородская обл. г.Старый Оскол, ГМ «ЛИНИЯ» ВРУ 0,4 кВ №2, ввод №1	Т-0,66 УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
12	Белгородская обл. г.Старый Оскол, ГМ «ЛИНИЯ» ВРУ 0,4 кВ №3, ввод №1	Т-0,66 УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
13	Белгородская обл. г.Старый Оскол, ГМ «ЛИНИЯ» ВРУ 0,4 кВ №1, ввод №2	Т-0,66 УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
14	Белгородская обл. г.Старый Оскол, ГМ «ЛИНИЯ» ВРУ 0,4 кВ №2, ввод №2	Т-0,66 УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
15	Белгородская обл. г.Старый Оскол, ГМ «ЛИНИЯ» ВРУ 0,4 кВ №3, ввод №2	Т-0,66 УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
16	Белгородская обл. г.Старый Оскол, ГМ «ЛИНИЯ» ВРУ 0,4 кВ №4	Т-0,66 УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	Белгородская обл. г.Губкин, ГМ «ЛИНИЯ» ВРУ 0,4 кВ №1, ввод №1	Т-0,66 М УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-03	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
18	Белгородская обл. г.Губкин, ГМ «ЛИНИЯ» ВРУ 0,4 кВ №2, ввод №1	Т-0,66 М УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-03	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
19	Белгородская обл. г.Губкин, ГМ «ЛИНИЯ» ВРУ 0,4 кВ №3, ввод №1	Т-0,66 М УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-03	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
20	Белгородская обл. г.Губкин, ГМ «ЛИНИЯ» ВРУ 0,4 кВ №1, ввод №2	Т-0,66 М УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-03	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,5
21	Белгородская обл. г.Губкин, ГМ «ЛИНИЯ» ВРУ 0,4 кВ №2, ввод №2	Т-0,66 М УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-03	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
22	Белгородская обл. г.Губкин, ГМ «ЛИНИЯ» ВРУ 0,4 кВ №3, ввод №2	Т-0,66 М УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-03	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
23	Белгородская обл. г.Губкин, ГМ «ЛИНИЯ» ВРУ 0,4 кВ №4	Т-0,66 М УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-03	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	г.Орел, ТМК «ГРИНН» РП 6кВ №35 ТМК «ГРИНН», I с.ш. 6 кВ ввод ф.297	ТЛК-10 Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 42683-09	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Ктн 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02	ПСЧ- 4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,8
25	г.Орел, ТМК «ГРИНН» РП 6кВ №35 ТМК «ГРИНН», II с.ш. 6 кВ ввод ф.335	ТЛК-10 Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 42683-09	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Ктн 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02	ПСЧ- 4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,8
26	г.Орел ТМК «ГРИНН» РП 6кВ №35 III с.ш. яч.15 КЛ-6кВ от ТП 6/0,4 кВ №424	ТОЛ-10-I Ктт 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Ктн 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02	ПСЧ- 4ТМ.05МК.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,7	±5,8
27	г.Орел, ТМК «ГРИНН» РП 6кВ №35, IV с.ш. яч.№23 КЛ-6 кВ от РП-6кВ №31	ТОЛ-СЭЩ-10- 21 Ктт 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Ктн 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-13	ПСЧ- 4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,7	±5,8
28	г.Орел, ТМК «ГРИНН» РП 6кВ №35, IV с.ш. яч.№21 КЛ-6кВ от ПС 110/6кВ "Химмаш"	ТОЛ-10-I Ктт 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Ктн 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-13	ПСЧ- 4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,7	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	г.Орел ГМ«ЛИНИЯ-2» ЗТП 10/0,4кВ РУ 10кВ ввод№1 ф.2	ТОЛ-10 Ктт 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10 Ктн 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-97	ПСЧ- 4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,8
30	г.Орел, ГМ«ЛИНИЯ-2» ЗТП 10/0,4кВ РУ 10кВ ввод№2 ф.12	ТОЛ-10 Ктт 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-07	НАМИ-10 Ктн 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 11094-87	ПСЧ- 4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,8
31	г.Воронеж, ООО «Инициатива» ГМ «ЛИНИЯ-1» ТП 10/0,4 кВ № 1458; РУ-0,4 кВ; 1 с.ш. ввод от Т 1	Т-0,66 Ктт 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
32	г.Воронеж, ООО «Инициатива» ГМ «ЛИНИЯ-1» ТП 10/0,4 кВ № 1458; РУ-0,4 кВ; 2 с.ш.ввод от Т 2	Т-0,66 Ктт 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 22656-07 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
33	г.Воронеж, ООО «Культурный центр «Электроника» ВРУ 0,4 кВ №1, ввод №1	Т-0,66 М УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
34	г.Воронеж, ООО «Культурный центр «Электроника» ВРУ 0,4 кВ №2, ввод №1	Т-0,66 М УЗ Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
35	г.Воронеж, ООО «Культурный центр «Электроника» ВРУ 0,4 кВ №3, ввод №1	Т-0,66 М У3 Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
36	г.Воронеж, ООО «Культурный центр «Электроника» ВРУ 0,4 кВ №1, ввод №2	Т-0,66 М У3 Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
37	г.Воронеж, ООО «Культурный центр «Электроника» ВРУ 0,4 кВ №2, ввод №2	Т-0,66 М У3 Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
38	г.Воронеж, ООО «Культурный центр «Электроника» ВРУ 0,4 кВ №3, ввод №2	Т-0,66 У3 Ктт 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 71031-18 Т-0,66 М У3 Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
39	г.Воронеж, ООО «Культурный центр «Электроника» ВРУ 0,4 кВ №4	Т-0,66 М У3 Ктт 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 17551-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
40	г.Липецк, ГМ «ЛИНИЯ» ТП 10/0,4кВ №881а РУ 10кВ 1 с.ш.	ТЛК 10-5 Ктт 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 9143-01 ТЛК-СТ-10- 5(2,1)У3 Ктт 100/5 Кл.т 0,5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Ктн 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,8
41	г.Липецк, ГМ «ЛИНИЯ» ТП 10/0,4кВ №881а РУ 10кВ 2 с.ш.	ТЛК 10-5 Ктт 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Ктн 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,8
42	Липецкая обл., г.Грязи, ГМ «ЛИНИЯ» ТП 6/0,4кВ ГМ «ЛИНИЯ» РУ 6кВ 1с.ш. ввод №1	ТЛК 10-5 Ктт 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10-2 Ктн 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,8
43	Липецкая обл., г.Грязи, ГМ «ЛИНИЯ» ТП 6/0,4кВ ГМ «ЛИНИЯ» РУ 6кВ 2с.ш. ввод №2	ТЛК 10-5 Ктт 100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10-2 Ктн 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,8
44	Липецкая обл., г.Елец, ГМ «ЛИНИЯ» РП-20 6/0,4кВ РУ-0,4кВ ввод от Т-1	Т-0,66 М У3 Ктт 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.02М.10 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
45	Липецкая обл., г.Елец, ГМ «ЛИНИЯ» РП-20 6/0,4кВ РУ-0,4кВ ввод от Т-2	Т-0,66 М УЗ Ктт 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.02М.10 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
46	г.Брянск, ГМ «ЛИНИЯ-1» ТП 6/0,4 кВ ГМ "ЛИНИЯ-1", РУ-0,4 кВ, Ввод 1	Т-0,66 М УЗ 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
47	г.Брянск, ГМ «ЛИНИЯ-1» ТП 6/0,4 кВ ГМ "ЛИНИЯ-1", РУ-0,4 кВ, Ввод 2	Т-0,66 М УЗ Ктт 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
48	г.Брянск ГМ «ЛИНИЯ-2» ТП 6/0,4 кВ ГМ "ЛИНИЯ-2", РУ-6 кВ, Ввод 1	ТЛК-10-5А Ктт 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Ктн 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ- 4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,8
49	г.Брянск ГМ «ЛИНИЯ-2» ТП 6/0,4 кВ ГМ "ЛИНИЯ-2", РУ-6 кВ, Ввод 2	ТЛК-10-5А Ктт 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Ктн 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ- 4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,8
50	г.Брянск, ГМ «ЛИНИЯ-3» ТП 6/0,4кВ ГМ "ЛИНИЯ-3", РУ-6 кВ, Ввод 1	ТОЛ-ЭС-10 2.4 УХЛ2 Ктт 150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 34651-07	ЗНИОЛ-6 УЗ Ктн 6000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 25927-08	ПСЧ- 4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
51	г.Брянск, ГМ «ЛИНИЯ-3» ТП 6/0,4кВ ГМ "ЛИНИЯ-3", РУ-6 кВ, Ввод 2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Ктт 150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 32139-06	ЗНИОЛ-6 УЗ Ктн 6000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 25927-08	ПСЧ-4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,8
52	г.Калуга, ГМ «ЛИНИЯ» ТП 6/0,4кВ ГМ "ЛИНИЯ", РУ-6 кВ, I с.ш., Ввод 1	ТЛК-10-5 Ктт 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 Ктн 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,8
53	г.Калуга, ГМ «ЛИНИЯ» ТП 6/0,4 ГМ "ЛИНИЯ", РУ-6 кВ, II с.ш., Ввод 2	ТЛК-10-5 Ктт 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 Ктн 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05М.13 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,8
54	г.Тамбов, ГМ «ЛИНИЯ» ТП 6/0,4 кВ «ЛИНИЯ», РУ-6 кВ, ввод 1	ТОЛ-10-1 Ктт 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Ктн 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,8
55	г.Тамбов, ГМ «ЛИНИЯ» ТП 6/0,4 кВ "ЛИНИЯ", РУ-6 кВ, ввод 2	ТОЛ 10 Ктт 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Ктн 6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,6
56	Тульская обл. ГМ «ЛИНИЯ» ТП-10/0,4 кВ №1057 ввод 0,4кВ от Т1	Т-0,66 М УЗ Ктт 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
57	Тульская обл. ГМ «ЛИНИЯ» ТП-10/0,4 кВ №1057 ввод 0,4кВ от Т2	Т-0,66 М УЗ Ктт 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
58	г.Курск ГМ «ЛИНИЯ-1» ПС 110/10кВ "Соловьиная", РУ-10 кВ, 3 с.ш. яч.27	ТЛК-10-6 Ктт 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 9143-01	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Ктн 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 16687-02	ЕА05 RL-P1B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,6
59	г.Курск ГМ «ЛИНИЯ-1» ПС 110/10кВ "Соловьиная", РУ-10 кВ 2 с.ш. яч.28	ТЛК-10-6 Ктт 600/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 9143-01	НТМИ-10-66 УЗ Ктн 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 831-69	ЕА05 RL-P1B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,7	±5,6
60	г.Курск ТРЦ«ГРИНН» ТП-6/0,4 кВ №10, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4кВ Т1	ТТИ-100 Ктт 1600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28139-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
61	г.Курск ТРЦ«ГРИНН» ТП-6/0,4 кВ №10, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4кВ Т2	ТТИ-100 Ктт 1600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28139-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,7	±5,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Окончание таблицы 2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05)I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 61 от плюс 0 до плюс 40 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.
5. Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичное утвержденного типа. Замена оформляется техническим актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
6. Кл.т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.
Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	61
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - Для ИК № 9,26-28,58-59 - Для ИК № 1-8, 10-25,29-57, 60-61 - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков ИК №1-61, °C: – температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{смк.} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от -25 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: типа ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч типа ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 64450-16) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч типа ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 50460-18) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч типа СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-12) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч типа ЕА05 RL-P1В-3 (рег. № 16666-07) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ типа УСВ-3 (рег. № 64242-16) - Среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - Среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 165000 2 165000 2 165000 2 165000 2 80000 2 45000 2 100000 1

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
типа ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07)	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	113
- при отключении питания, лет, не менее	40
типа ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 64450-16)	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	113
- при отключении питания, лет, не менее	40
типа ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 50460-18)	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	113
- при отключении питания, лет, не менее	40
типа СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-12)	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	114
- при отключении питания, лет, не менее	40
типа ЕА05 RL-P1B-3 (рег. № 16666-07)	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	74
- при отключении питания, лет, не менее	40
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал Сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - выключение и включение сервера.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;

– сервера;
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- 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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Корпорация «ГРИНН» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2	2
Трансформатор тока	Т-0,66 М У3	79
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	23
Трансформатор тока	ТЛК-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТЛК 10-5	7
Трансформатор тока	ТЛК-СТ-10-5(2,1)У3	1
Трансформатор тока	ТЛК-10-5А	4
Трансформатор тока	ТОЛ-ЭС-10 2.4 УХЛ2	2
Трансформатор тока	ТЛК-10-6	4
Трансформатор тока	ТТИ-100	6
Трансформатор тока	ТЛК-10-5	4
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	11
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2
Трансформатор напряжения	ЗНИОЛ-6 УЗ	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 УЗ	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.13	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.17	34
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.04	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.01	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.12	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.10	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ЕА05 RL-P1B-3	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.90 3 ПФ	1

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) ЗАО «Корпорация «ГРИНН», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Корпорация «ГРИНН»

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 «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312736. Дата внесения в реестр сведений об аккредитованном лице 17.07.2019 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 415

Регистрационный № 64677-16

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Тырма»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Тырма» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения 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), счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени (УССВ) ИВКЭ, установленные в Магистральных электрических сетях (МЭС) Востока, 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), УССВ ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 счетчика электрической энергии (один раз в 30 мин) по линиям связи стандарта GSM.

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 счетчика 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 ИВКЭ 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 счетчика с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчике электрической энергии, и, в случае расхождения более чем 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчике 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.

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)	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 ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учета	Состав ИК АИИС КУЭ				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик статический трехфазный переменного тока активной/реактивной энергии	УСПД УССВ ИВКЭ УССВ ИВК	
ПС 220 кВ «Тырма»						
2	ПС Тырма, ОРУ 220 кВ, Ввод 220кВ Т-1	ТРГ-УЭТМ®-220 кл.т. 0,2S Ктт = 50/1 рег. № 53971-13	ЗНГ-УЭТМ®-220 кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 53343-13	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327 рег.№ 41907-09 РСТВ-01 рег. № 40586-12 РСТВ-01 рег. № 40586-12	активная реактивная
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчика, 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.						

Таблица 3 - Метрологические характеристики (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$0,02I_{H1} (0,01I_{H1}) \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,6	0,8	1,3	0,8	1,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,7	0,9	1,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,7	0,9	1,1
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 $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.							

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК			
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0.5)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	1,5	2,2	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,4	0,9	1,9	1,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	0,8	1,6	1,4
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	0,8	1,6	1,4
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.					

Таблица 5 - Метрологические характеристики погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ

Номер ИК	Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с
2	5

Таблица 6 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчика электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
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 счетчика - для сервера, УСПД, УССВ ИВК, УССВ ИВКЭ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -60 до +40 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчик электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327: - срок службы, лет, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 30 55000
Глубина хранения информации счетчик 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 счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

- коррекция шкалы времени.
- Защищенность применяемых компонентов:
- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчик электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
 - наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.
- Возможность коррекции шкалы времени в:
- счетчике электроэнергии (функция автоматизирована);
 - УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТРГ-УЭТМ®-220	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНГ-УЭТМ®-220	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	2 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.640.ЭД.ПС-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 «Тырма»», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

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

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 RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» февраля 2022 г. № 415

Регистрационный № 83152-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) розничных потребителей на объектах ПАО «ТГК-2» в г. Ярославле

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) розничных потребителей на объектах ПАО «ТГК-2» в г. Ярославле (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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 измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (сервер БД), устройство синхронизации времени, программное обеспечение (ПО), автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются 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.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, хранение измерительной информации и передача измерительной информации, а также отображение информации на АРМах.

Передача информации коммерческому оператору оптового рынка электрической энергии и мощности (АО «АТС»), в региональное подразделение АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям осуществляется с уровня ИВК по электронной почте с помощью сети Internet в виде файла формата XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-3, встроенные часы сервера БД и счетчиков электрической энергии. Устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляет прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер БД получает сигналы точного времени от устройства синхронизации времени УСВ-3. Корректировка времени часов сервера БД осуществляется при расхождении часов сервера БД и УСВ-3 на ± 2 с.

Сличение времени часов счетчиков АИИС КУЭ с временем часов сервера БД происходит при каждом опросе, но не реже 1 раза в 30 минут. Корректировка времени встроенных часов счетчика осуществляется автоматически один раз в сутки, при расхождении времени часов счетчиков с временем часов сервера БД более ± 2 с.

Журналы событий счетчика и сервера БД 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 средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО ac_metrology.dll	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Ляпинская БМК, ТП 35/0,4 РУ-35 кВ, ввод №1	ТОЛ-35 III Кт 0,2S Ктт 75/5 ф. А, ф. В Рег. № 47959-11 ф. С Рег. № 47959-16	ЗНОМ-35 У1 Кт 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 51200-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кт 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16/ VMware vSphere High Availability
2	Ляпинская БМК, ТП 35/0,4 РУ-35 кВ, ввод №2	ТОЛ-35 III Кт 0,2S Ктт 75/5 ф. А Рег. № 47959-16 ф. В, ф. С Рег. № 47959-11	ЗНОМ-35 У1 Кт 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 51200-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кт 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
3	Ляпинская БМК, ТП 35/0,4 РУ-0,4 кВ, ввод №1	ТСН-12 Кт 0,2S Ктт 4000/5 Рег. № 26100-03	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кт 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
4	Ляпинская БМК, ТП 35/0,4 РУ-0,4 кВ, ввод №2	ТСН-12 Кт 0,2S Ктт 4000/5 Рег. № 26100-03	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кт 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
5	ПС Тенино, КРУН-6 кВ, яч.1-1 ввод Т-1	ТЛМ-10 Кт 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кт 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
6	ПС Тенино, КРУН-6 кВ, яч.2-1 ввод Т-2	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кт = 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС Тенино, сборка АВР ТСН	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 9504-84	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кт = 0,5S/0,1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Зав. № 0477/ VMware vSphere High Availability
8	ПС Тенино, КРУН-6 кВ яч. 1-3	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
9	ПС Тенино, КРУН-6 кВ, яч. 2-4	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 51623-12	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
10	ПС Тенино, КРУН-6 кВ, яч. 1-0 (КЛ-1)	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
11	ПС Тенино, КРУН-6 кВ, яч. 2-5 (КЛ-2)	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кт 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
12	ПС Тенино, КРУН-6 кВ, яч. 1-5 (КЛ-3)	ТПОЛ-10 Кт 0,5 Ктт 1000/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кт 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
13	ПС Тенино, КРУН-6 кВ, яч. 2-0 (КЛ-4)	ТЛМ-10 Кт 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кт 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	НС 1-3, РУ-6 кВ, яч. 1 ввод №1	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16 VMware vSphere High Availability
15	НС 1-3, РУ-6 кВ, яч. 12 ввод №2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ART-00 P Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
16	НС 1-3, ввод 0,4 кВ ТСН-1	-	-	Меркурий 234 ARTM-02 PB.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
17	НС 1-3, ввод 0,4 кВ ТСН-2	-	-	Меркурий 234 ART-02 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
18	НС 3-3, РУ-6 кВ, яч. 9 ввод №1	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ART-00P Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
19	НС 3-3, РУ-6 кВ, яч. 10 ввод №2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ART-00P Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
20	НС 3-3, ввод 0,4 кВ ТСН-1	-	-	Меркурий 234 ART-02 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	НС 3-3, ввод 0,4 кВ ТСН-2	-	-	Меркурий 234 ART-02 PR 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	UCB-3 Рег. № 64242-16 VMware vSphere High Availability
22	НС 4-3, РУ-6 кВ, яч. 11 ввод №1	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 159-49	Меркурий 234 ART-00Р Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
23	НС 4-3, РУ-6 кВ, яч. 10 ввод №2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 159-49	Меркурий 234 ART-00Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
24	НС 5-3, РУ-6 кВ, яч. 7 ввод №1	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 159-49	Меркурий 234 ART-00Р Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
25	НС 5-3, РУ-6 кВ, яч. 14 ввод №2	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5 КТТ 500/5 Рег. № 58720-14	НОМ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 159-49	Меркурий 234 ART-00Р Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
Примечания 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик. 3 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов. 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК			
Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2	Активная	1,2	5,6
	Реактивная	2,5	3,1
3, 4	Активная	0,5	1,9
	Реактивная	0,9	2,0
5,6,10 – 14, 22 – 25	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
7	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	4,2
8, 9, 15, 18, 19	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
16, 17, 20, 21	Активная	0,6	1,9
	Реактивная	1,1	2,3
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 плюс 5 до плюс 35°C.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности температура окружающей среды, °C - для ТТ и ТН - для электросчетчиков - для УССВ	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от +10 до +25 от -40 до +60 от 0 до +40

Продолжение таблицы 4

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Электросчетчики СЭТ-4ТМ.02М	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Электросчетчики СЭТ-4ТМ.02:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Электросчетчики Меркурий 234:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	320000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УССВ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35 000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	24
ИБК:	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИБК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера 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 счетчика и сервера фиксируются факты:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТОЛ-35 III	6 шт.
Трансформаторы тока	ТСН-12	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	14 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35 У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	8 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	9 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 234	13 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер	VMware vSphere High Availability	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-148-2021	1 экз.
Формуляр	ГДАР.411711.004 ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) розничных потребителей на объектах ПАО «ТГК-2» в г. Ярославле».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) розничных потребителей на объектах ПАО «ТГК-2» в г. Ярославле

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 «Территориальная генерирующая компания №2» (ПАО «ТГК-2»)

ИНН 7606053324

Адрес: 150003, г. Ярославль, ул. Пятницкая, д. 6

Телефон: +7 (4852) 79-70-86

E-mail: energy@tgc-2.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН: 7444052356

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

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.