

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» (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 трёхуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения, содержащую 32 измерительных канала (ИК).

Измерительные каналы состоят из трёх уровней:

1-ый уровень – измерительно-информационный комплекс точек учета (ИИК ТУ), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности (КТ) 0,2s; 0,5s; 0,5 по ГОСТ 7746-2015, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) КТ 0,2; 0,5 по ГОСТ 1983-2015, многофункциональные счетчики активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 и реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83 (счетчики) КТ 0,5s/1,0; 0,2s/0,5; вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИБКЭ) включающий в себя каналообразующую аппаратуру, устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе RTU-325L.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИБК) АльфаЦЕНТР, включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных HP ProLiant DL160G6, устройство синхронизации системного времени (УССВ) – на основе сервера синхронизации времени ССВ-1Г, оснащенного комбинированным приемником сигналов спутниковых радионавигационных систем (СРНС) ГЛОНАСС и GPS, автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (ПО) АльфаЦЕНТР, установленное на сервере.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика. 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 усреднения 30 мин.

Средняя активная и реактивная электрическая мощность вычисляется на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, её накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы - сервер базы данных (БД).

На верхнем – третьем уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи (резервный канал связи). Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макетов в формате XML 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта рынка по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ на основе ССВ-1Г, подключенного к серверу АИИС КУЭ. Коррекция времени сервера производится по сигналам точного времени ССВ-1Г. Контроль рассогласования времени производится каждые 5 мин, коррекция – по факту наличия расхождения, превышающего ± 1 с.

Коррекция времени УСПД RTU-325L осуществляется со стороны сервера АИИС КУЭ. Контроль рассогласования времени производится с тридцатиминутным интервалом времени при каждом опросе сервером УСПД, коррекция – при наличии рассогласования ± 1 с. Коррекция времени счетчиков производится со стороны УСПД. Контроль времени расхождения производится при опросе счетчика, коррекция – по факту наличия расхождения, превышающего ± 2 с.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не более ± 5 с/сут.

Журналы событий счетчиков, УСПД, сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и величины коррекции времени, на которые было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО АльфаЦЕНТР Рег. № 44595-10 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений).

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значения
Идентификационное наименование ПО	ПО АльфаЦЕНТР ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.07.06
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 - 5.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер, наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/ Сервер
1	2	3	4	5	6
48	Кировская ТЭЦ-3 ТГ-3	ТПШФ 3000/5 Рег. № 519-50 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСПД RTU-325L Рег. № 37288-08 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 HP ProLiantDL1 60G6E5606
56	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.3 КЛ-61	ТПОФ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
57	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.16 КЛ-62	ТПОФ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
58	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.18 КЛ-63	ТПОФ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
59	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.39 КЛ-64	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
60	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.36 КЛ-65	ТПОФ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
61	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.38 КЛ-66	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
62	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.42 КЛ-67	ТПК-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 22944-07	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
63	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.62 КЛ-68	ТПК-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 22944-07	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
64	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.33 КЛ-69	ТПОФ-10 1000/5 КТ 0,5 Пер. №518-50	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
65	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.35 КЛ-70	ТПОФ-10 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 518-50	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
66	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.52 КЛ-72	ТПОФ-10 600/5 КТ 0,5 Пер. №518-50	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
67	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.54 КЛ-73	ТПОФ-10 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 518-50	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
68	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.56 КЛ-74	ТПОФ-10 600/5 КТ 0,5 Пер. № 518-50	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
69	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.60 КЛ-75	ТПОФ-10 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 518-50	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
70	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.61 КЛ-77	ТПОФ-10 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 518-50	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
71	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.51 КЛ-78	ТПОФ-10 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 518-50	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
72	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.65 КЛ-79	ТПФМ-10 200/5 КТ 0,5 Пер. № 814-53	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
73	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.34 Аммиак-1	ТПОФ-10 600/5 КТ 0,5 Пер. №518-50	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
74	Кировская ТЭЦ-3, ГРУ-6кВ яч.63 Аммиак-2	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Пер. № 47958-11	НТМИ-6 6000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	
94	Кировская ТЭЦ-3, СШ 35кВ, ВЛ-35кВ №9	ТОЛ-35-III-IV-8 600/5 КТ 0,5S Пер. № 34016-07 Пер. № 47959-16	GEF40.5 35000: $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
95	Кировская ТЭЦ-3, СШ 35кВ, ВЛ-35кВ №15	ТОЛ-35-III-IV-8 600/5 КТ 0,5S Пер. № 47959-16	GEF40.5 35000: $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
96	Кировская ТЭЦ-3, СШ 35кВ, ВЛ-35кВ №25	ТОЛ-35-III-IV-8 600/5 КТ 0,5S Пер. № 34016-07 Пер. № 47959-16	GEF40.5 35000: $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
97	Кировская ТЭЦ-3, СШ 35кВ, КЛ-35кВ №34	ТОЛ-35-III-IV-8 1000/5 КТ 0,5S Пер. № 34016-07	GEF40.5 35000: $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
98	Кировская ТЭЦ-3, СШ 35кВ, КЛ-35кВ №35	ТОЛ-35-III-IV-8 1000/5 КТ 0,5S Пер. № 47959-16	GEF40.5 35000: $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
99	Кировская ТЭЦ-3, СШ 35кВ, ВЛ-35кВ «Поселковая»	ТОЛ-35-III-IV-8 600/5 КТ 0,5S Пер. № 34016-07	GEF40.5 35000: $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 30373-10	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
100	Кировская ТЭЦ-3, СШ 110кВ, ВЛ-110кВ «ГПП-2»	ТОГФ-110-III- УХЛ 600/5 КТ 0,2S Пер. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 110000: $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,2 Пер. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
102	Кировская ТЭЦ-3, СШ 110кВ, ВЛ-110кВ «ГПП-1»	ТОГФ-110-III- УХЛ 600/5 КТ 0,2S Пер. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 110000: $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,2 Пер. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	
103	Кировская ТЭЦ-3, СШ 110кВ, ВЛ-110кВ "Слободская-1"	ТОГФ-110-III- УХЛ 600/5 КТ 0,2S Пер. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 110000: $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,2 Пер. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

104	Кировская ТЭЦ-3, СШ 110кВ, ВЛ-110кВ «Слободская-2»	ТОГФ-110-III- УХЛ 600/5 КТ 0,2S Рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
105	Кировская ТЭЦ-3, СШ 110кВ, ВЛ-110кВ «Азот-1»	ТОГФ-110-III- УХЛ 600/5 КТ 0,2S Рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
106	ОВ-110 кВ	ТОГФ-110-III- УХЛ 600/5 КТ 0,2S Рег. № 44640-10	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

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 2 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСПД и 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.

Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 — Пределы допускаемых относительных основных погрешностей измерений активной $\pm d_{0 \text{ WP}}, \%$ (реактивной $\pm d_{0 \text{ WQ}}, \%$) электроэнергии (мощности) ИК при доверительной вероятности 0,95

d _{0 WP} ,%								
№ ИК	ТТ	ТН	Счетчик	Значение cos j	для диапазона 1%£I/In<5% W _{P1%} £ W _P <W _{P5} %	для диапазона 5%£I/In<20% W _{P5} %£ W _P <W _{P20} %	для диапазона 20%£I/In<100% W _{P20} %£W _P <W _{P100} %	для диапазона 100%£ I/In£120% W _{P100} %£W _P £ W _{P120} %
48,56-74	КТ 0,5	КТ 0,5	КТ 0,5s	0,5	±5,4	±2,9	±2,2	±2,1
				0,8	±2,8	±1,6	±1,3	±1,2
				1,0	±1,8	±1,1	±1,0	±0,9
94-99	КТ 0,5s	КТ 0,5	КТ 0,2s	0,5	±2,9	±2,1	±2,1	±2,1
				0,8	±1,6	±1,2	±1,2	±1,2
				1,0	±1,1	±0,9	±0,9	±0,8
100,102-106	КТ 0,2s	КТ 0,2	КТ 0,2s	0,5	±1,6	±1,4	±1,4	±1,4
				0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
				1,0	±1,1	±0,8	±0,7	±0,7
d _{0 WQ} ,%								
№ ИК	ТТ	ТН	Счетчик	Значение Cos/sin j	для диапазона 1 (5)%£I/In<20% W _{Q5} %£W _Q <W _{Q20} %	для диапазона 5%£I/In<20% W _{P5} %£ W _P <W _{P20} %	для диапазона 20%£I/In<100% W _{Q20} %£W _Q <W _{Q 100} %	для диапазона 100%£ I/In£120% W _{Q100} %£W _Q £ W _{Q120%}
48,56-74	КТ 0,5	КТ 0,5	КТ 1,0	0,5/0,87	±4,9	±2,9	±1,9	±1,6
				0,8/0,6	±7,2	±4,7	±2,7	±2,1
94-99	КТ 0,5s	КТ 0,5	КТ 0,5	0,5/0,87	±3,2	±1,6	±1,2	±1,2
				0,8/0,6	±5,1	±2,5	±1,8	±1,8
100,102-106	КТ 0,2s	КТ 0,2	КТ 0,5	0,5/0,87	±2,3	±1,0	±0,8	±0,8
				0,8/0,6	±3,1	±1,4	±1,0	±1,0

Таблица 4 - Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной $\pm d_{WP},\%$ (реактивной $\pm d_{WQ},\%$) электроэнергии (мощности) в рабочих условиях АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

d _{WP} ,%								
№ ИК	ТТ	ТН	Счетчик	Значение cos j	для диапазона 1%£I/In<5% W _{P1%} £ W _P <W _{P5} %	для диапазона 5%£I/In<20% W _{P5} %£ W _P <W _{P20} %	для диапазона 20%£I/In<100% W _{P20} %£W _P <W _{P100} %	для диапазона 100%£ I/In£120% W _{P100} %£W _P £ W _{P120} %
48, 56-74	КТ 0,5	КТ 0,5	КТ 0,5s	0,5	±5,5	±3,1	±2,4	±2,3
				0,8	±2,9	±1,8	±1,5	±1,4
				1,0	±1,9	±1,3	±1,2	±1,1
94-99	КТ 0,5s	КТ 0,5	КТ 0,2s	0,5	±3,0	±2,2	±2,2	±2,2
				0,8	±1,6	±1,2	±1,2	±1,2
				1,0	±1,1	±0,9	±0,9	±0,9
100,102-106	КТ 0,2s	КТ 0,2	КТ 0,2s	0,5	±1,2	±1,0	±1,0	±1,0
				0,8	±0,8	±0,7	±0,7	±0,7
				1,0	±0,7	±0,5	±0,5	±0,5
d _{WQ} ,%								
№ ИК	ТТ	ТН	Счетчик	Значение Cos/sin j	для диапазона 1 (5)%£I/In<20% W _{Q5} %£W _Q <W _{Q20} %	для диапазона 5%£I/In<20% W _{P5} %£ W _P <W _{P20} %	для диапазона 20%£I/In<100% W _{Q20} %£W _Q <W _{Q 100} %	для диапазона 100%£ I/In£120% W _{Q100} %£W _Q £ W _{Q120%}
48, 56-74	КТ 0,5	КТ 0,5	КТ 1,0	0,5/0,87	±5,8	±3,2	±2,9	±1,8
				0,8/0,6	±8,3	±4,9	±2,8	±2,3
94-99	КТ 0,5s	КТ 0,5	КТ 0,5	0,5/0,87	±3,5	±1,7	±1,3	±1,3
				0,8/0,6	±5,5	±2,6	±1,9	±1,9
100,102-106	КТ 0,2s	КТ 0,2	КТ 0,5	0,5/0,87	±2,8	±1,2	±0,9	±0,9
				0,8/0,6	±3,8	±1,5	±1,0	±1,0

Примечания:

I/I_n – значение первичного тока в сети в процентах от номинального;

$W_{P1(5)\%}(W_{Q1(5)}) - W_{P120\%}(W_{Q120\%})$ - значения электроэнергии активной (реактивной) при соотношении I/I_n равном от 1(5) до 120 %.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	32
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$, - частота, Гц - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - температура окружающей среды, °C - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более - мощность вторичной нагрузки ТТ, ТН при $\cos j_2 0,8_{инд}$	от 98 до 102 от 49 до 51 от 1 до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} (от 0,87 до 0,5) от +18 до +22 0,5 от 0,25$S_{2ном}$ до 1,0$S_{2ном}$
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - частота, Гц - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков и УСПД, °C - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более - мощность вторичной нагрузки ТТ, ТН при $\cos j_2 0,8_{инд}$	от 90 до 110 от 47,5 до 52,5 от 1 до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} (от 0,87 до 0,5) от -20 до + 40 от +5 до +35 0,5 от 0,25$S_{2ном}$ до 1,0$S_{2ном}$
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Трансформаторы тока ч, не менее ТПШФ ТПОФ-10 ТПОЛ-10 ТПК-10 ТПФМ-10 ТОЛ-35-III-IV-8 ТОГФ-110-III-УХЛ Трансформаторы напряжения ч, не менее НТМИ-6 GEF40.5 НАМИ-110 УХЛ1 Электросчетчики - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ССВ-1Г: - 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, мин	300000 300000 4000000 300000 300000 4000000 400000 300000 400000 880000 90000 2 100000 24 220000 168 141241 30

Продолжение таблицы 5

1	2
Глубина хранения информации	
Электросчетчики	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	5
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
резервирование каналов связи - резервный канал связи организован посредством использования GSM-сети связи;
мониторинг состояния АИИС КУЭ;
удалённый доступ;
возможность съёма информации со счётчика автономным способом;
визуальный контроль информации на счётчике.

Регистрация событий:

параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике, сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
электросчётчика;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
УСПД;
защита информации на программном уровне:
результатов измерений;
установка пароля на счетчик;
установка пароля на УСПД;
установка пароля на сервере БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6	7
Измерительный трансформатор напряжения	GEF40.5	6
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Измерительный трансформатор тока	ТПОФ-10	26
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10	8

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Измерительный трансформатор тока	ТПК-10	4
Измерительный трансформатор тока	ТПФМ-10	2
Измерительный трансформатор тока	ТПШФ	3
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-35-III-IV-8	18
Измерительный трансформатор тока	ТОГФ-110-III-УХЛ	18
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03.01	32
УСПД	RTU-325L	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер	HP ProLiant DL160G6	1
ПО	АльфаЦЕНТР	1
Методика поверки		1
Паспорт	ТИДК.411734.049.ПС	1

Поверка

осуществляется по документу МП 74208-19 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Воронежский ЦСМ» 07.12.2018 г.

Основные средства поверки:

- ТТ - по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН - по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М.01 по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ1»

УСПД RTU-325L (Рег. № 37288-08) по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Руководство по эксплуатации»

ССВ-1Г (Рег. № 39485-08) по документу «Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Руководство по эксплуатации ЛЖАР.468150.003-08 РЭ»

- прибор сравнения КНТ-03 (Рег. № 24719-03);
- измеритель многофункциональный характеристик переменного тока Ресурс-UF2-ПТ (Рег. № 29470-05);
- переносной компьютер с ПО «Конфигуратор» и оптический преобразователь для работы со счетчиками;
- радиочасы МИР РЧ-01 (Рег. № 27008-04);
- измеритель влажности и температуры ИВТМ-7М (Рег. № 15500-07).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Делается запись в паспорте.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электроэнергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Кировской ТЭЦ-3 филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс». Свидетельство об аттестации методики измерений № 71/12-01.00272-2018 от 07.12.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Филиал «Кировский» публичного акционерного общества «Т Плюс»
(Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946
Адрес: 610044, Кировская обл., г. Киров, ул. Луганская, д. 51
Телефон (факс): +7 (833) 257-45-59, +7 (833) 257-44-39
E-mail: krv-secr@tplusgroup.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Воронежской области» (ФБУ «Воронежский ЦСМ»)
Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, д. 2.
Телефон (факс): +7 (473) 220-77-29
E-mail: mail@csm.vrn.ru
Аттестат аккредитации ФБУ «Воронежский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311949 от 08.12.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.