

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской железной дороги - филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской железной дороги - филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области (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 трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Первый уровень – измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета, реализованный на базе устройства сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД) RTU-327, выполняет функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на третий уровень, содержит программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются следующие задачи:

- коммерческий многотарифный учет электроэнергии в течение заданного интервала времени;

- измерение средней мощности на заданных интервалах времени;

- мониторинг нагрузок заданных объектов.

Третий уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС КУЭ (далее по тексту – ИВК), реализованный на базе серверного оборудования (серверов сбора данных – основного и резервного, сервера управления), ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», включающий в себя каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучета, каналы передачи данных субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех измерительных каналах;

- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передача результатов измерений в заинтересованные организации; обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ).

Принцип действия.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках электроэнергии мгновенные значения силы электрического тока и напряжения преобразуются в цифровой код, с использованием которого в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой код с выходов счетчиков электроэнергии при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени с национальной шкалой координированного времени в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа 35LVS (35HVS). Устройство синхронизации времени УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД – сервер ИВК, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и УСПД более чем на ± 1 с.

Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей – $\pm 1,5$ с. Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», включающее в себя модуль «Энергия-Альфа 2». С помощью ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации. Уровень регионального Центра энергоучета содержит ПО «АльфаЦЕНТР», включающее в себя модули «АльфаЦЕНТР АРМ», «АльфаЦЕНТР СУБД «ORACLE», «АльфаЦЕНТР Коммуникатор». С помощью ПО «АльфаЦЕНТР» решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблицах 1-4.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР АРМ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4
Цифровой идентификатор ПО	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d
Другие идентификационные данные, если имеются	АльфаЦЕНТР АРМ

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР СУБД «ORACLE»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	9
Цифровой идентификатор ПО	bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48
Другие идентификационные данные, если имеются	АльфаЦЕНТР СУБД «ORACLE»

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР Коммуникатор»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6
Другие идентификационные данные, если имеются	АльфаЦЕНТР Коммуникатор

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергия-Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Другие идентификационные данные, если имеются	ПК «Энергия-Альфа 2»

ПО ИВК «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ. Метрологические характеристики измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ приведен в таблице 5.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 6, 7.

Таблица 5 – Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ, характеристики, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ТП Безенчук Ввод 0,4 кВ ТП 103	ТТИ-А Ктт=50/5 КТ 0,5 № 28139-07	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 КТ 1/2 № 36354-07	УСПД RTU-327 № 41907-09
2	ТП Безенчук Ф 1 Купино-1 35 кВ	STSM 38 Ктт=200/1 КТ 0,5 № 37491-08	НАМИ-35УХЛ1 Ктн=35000/100 № 19813-09	ЕА02RALX-РЗВ-4 КТ 0,2S/0,5 № 16666-97	в реестре СИ

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
3	ТП Безенчук Ф 2 Купино-2 35 кВ	STSM 38 К _{ТТ} =200/1 КТ 0,5 № 37491-08	НАМИ-35УХЛ1 К _{ТН} =35000/100 № 19813-09	ЕА02RALX-РЗВ-4 КТ 0,2S/0,5 № 16666-97	
4	ТП Безенчук Ф 1 Западная 35 кВ	STSM 38 К _{ТТ} =300/1 КТ 0,5 № 37491-08	НАМИ-35УХЛ1 К _{ТН} =35000/100 № 19813-09	ЕА02RALX-РЗВ-4 КТ 0,2S/0,5 № 16666-97	
5	ТП Безенчук Ф 2 Западная 35 кВ	STSM 38 К _{ТТ} =150/1 КТ 0,5 № 37491-08	НАМИ-35УХЛ1 К _{ТН} =35000/100 № 19813-09	ЕА02RALX-РЗВ-4 КТ 0,2S/0,5 № 16666-97	
6	ТП Жигули Ввод 1 0,4 кВ ЭКЗА	Т-0,66У3 К _{ТТ} =1000/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
7	ТП Жигули Ввод 2 0,4 кВ ЭКЗА	ТНШ-0,66 К _{ТТ} =1000/5 КТ 0,5 № 1007-56	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
8	ТП Жихаревка Фидер 6 с/х	ТЛО-10 К _{ТТ} =50/5 КТ 0,2S № 25433-03	ЗНОЛ.06-10У3 К _{ТН} =10000/100 КТ 0,5 № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 № 27524-04	
9	ТП Рачейка Фидер 7 с/х	ТЛО-10 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,2S № 25433-03	ЗНОЛ.06-10У3 К _{ТН} =10000/100 КТ 0,5 № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 № 27524-04	
10	ТП Кинель Головная Ввод 1 КРУН 6 кВ	ТЛМ-10 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИТ-10-2 УХЛ2 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 № 16687-02	ЕА05RAL-РЗВ-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
11	ТП Кинель Головная Ввод 2 КРУН 6 кВ	ТЛМ-10 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИТ-10-2 УХЛ2 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 № 16687-02	ЕА05RAL-РЗВ-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
12	ТП Кинель Головная Ф 1 «ЗАО ССК»	ТЛК-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 № 9143-83	НОМ-6 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 № 159-49	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 № 27524-04	
13	ТП Кинель Головная Ф 2 «ЗАО ССК»	ТПФМ-10 К _{ТТ} =400/5 КТ 0,5 № 814-53	НОМ-6 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 № 159-49	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 № 27524-04	
14	ТП Кинель Головная Ф 7 «ЗАО ССК»	ТПФМ-10 К _{ТТ} =75/5 КТ 0,5 № 814-53	НОМ-6 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 № 159-49	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 № 27524-04	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
15	ТП Кинель Головная Ф 22 «ЗАО ССК»	ТПЛ-10 К _{тт} =300/5 КТ 0,5 № 1276-59	НОМ-6 К _{тн} =6000/100 КТ 0,5 № 159-49	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 № 27524-04	
16	ТП Кинель Головная Ф 30 ЧЛ Ходячева	ТПЛ-10 К _{тт} =200/5 КТ 0,5 № 1276-59	НОМ-6 К _{тн} =6000/100 КТ 0,5 № 159-49	ЕА05RL-P1В-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
17	ТП Кинель Головная Ф 31 ЗАО «Саморим ПФ»	ТПК-10 К _{тт} =300/5 КТ 0,5 № 8914-82	НОМ-6 К _{тн} =6000/100 КТ 0,5 № 159-49	ЕА05RL-P1В-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
18	ТП Кинель Головная Ф 27 ИП Каспаров	ТПЛ-10 К _{тт} =300/5 КТ 0,5 № 1276-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 К _{тн} =6000/100 КТ 0,5 № 16687-02	ЕА05RL-P1В-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
19	ТП Кинель Головная Фидер 0,4 кВ наружное освещение	ТТИ-30 К _{тт} =300/5 КТ 0,5 № 28139-04	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
20	ТП Кинель Головная Фидер 0,4 кВ отцепочный ремонт	Т-0,66У3 К _{тт} =400/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
21	ТП Кинель Головная Фидер 0,4 кВ котельная	ТТИ-30 К _{тт} =200/5 КТ 0,5 № 28139-07	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1 № 27779-04	
22	ТП Кинель Головная Ф 14 КРУН ТП-8 6 кВ	ТЛМ-10-2 К _{тт} =200/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИТ-10-2 УХЛ2 К _{тн} =6000/100 КТ 0,5 16687-02	ЕА05RL-P1В-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
23	ТП Кинель Головная Ф 5 КРУН ТП-8 6 кВ	ТПЛ-10 К _{тт} =300/5 КТ 0,5 № 1276-59	НАМИТ-10-2 УХЛ2 К _{тн} =6000/100 КТ 0,5 16687-02	ЕА05RL-P1В-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
24	ТП Кротовка Фидер переезд 1175	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 КТ 1/2 № 36354-07	
25	ТП Кротовка Фидер КТП скважина	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 КТ 1/2 № 36354-07	
26	ТП Кротовка Фидер КТП отстой паровозов	Т-0,66У3 К _{тт} =150/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	ПСЧ-3ТМ.05М.01 КТ 1/2 № 36354-07	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
27	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 12 10 кВ	ТЛМ-10 Ктт=300/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИ-10 Ктн=10000/100 КТ 0,2 № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	
28	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 16 10 кВ	ТЛМ-10 Ктт=300/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИ-10 Ктн=10000/100 КТ 0,2 № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	
29	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 44 10 кВ	ТЛМ-10 Ктт=300/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Ктн=10000/100 КТ 0,5 № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	
30	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 62 10 кВ	ТЛМ-10 Ктт=400/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Ктн=10000/100 КТ 0,5 № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	
31	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 19 6 кВ	ТЛМ-10 Ктт=1000/5 КТ 0,5 № 2473-69	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 2611-10	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	
32	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 23 6 кВ	ТЛМ-10 Ктт=600/5 КТ 0,5 № 2473-69	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 2611-10	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	
33	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 45 6 кВ	ТЛМ-10 Ктт=600/5 КТ 0,5 № 2473-69	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 2611-10	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	
34	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 49 6 кВ	ТЛМ-10 Ктт=600/5 КТ 0,5 № 2473-69	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 КТ 0,5 № 2611-10	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 № 36697-08	
35	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 2ПЭ 10 кВ	ТЛМ-10 Ктт=400/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИ-10 Ктн=10000/100 КТ 0,2 № 11094-87	ЕА05RL-Р1В-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
36	ТП Кинель Локомотивное депо Ф 68 10 кВ	ТЛМ-10 Ктт=100/5 КТ 0,5 № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Ктн=10000/100 КТ 0,5 № 20186-00	ЕА05RL-Р1В-3 КТ 0,5S/1 № 16666-97	
37	ТП Подбельская КТП МУП ЖКХ Подбельская	Т-0,66У3 Ктт=150/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	СЭТ.4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 № 27524-04	
38	ТП Похвистнево Фидер 0,4 кВ шпалоремонт	Т-0,66У3 Ктт=300/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	А1805RL-Р4GB- DW-4 КТ 0,5S/1 № 31857-06	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
39	ТП Похвистнево Фидер 0,4 кВ ПМС 145	Т-0,66У3 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	A1805RL-P4GB- DW-4 КТ 0,5S/1 № 31857-06	
40	ТП Похвистнево Фидер 0,4 кВ котельная	Т-0,66У3 К _{ТТ} =75/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	ЦЭ6803В КТ 2 № 12673-97	
41	ТП Похвистнево Фидер 0,4 кВ водокачка	Т-0,66У3 К _{ТТ} =50/5 КТ 0,5 № 6891-85	-	A1805RL-P4GB- DW-4 КТ 0,5S/1 № 31857-06	

Таблица 6 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	cosφ	Границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности 0,95 при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %		
		d _{5(10) %}	d _{20 %}	d _{100 %}
		I _{5(10) %} £ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} £ I _{изм} < I _{100 %}	I _{100 %} £ I _{изм} £ I _{120 %}
1	2	3	4	5
1, 26 (ТТ 0,5; Сч. 1)	1,0	±3,4	±3,1	±3,0
	0,8	±3,9	±3,4	±3,3
	0,5	±5,5	±4,3	±3,8
2-5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 0,2S)	1,0	±1,5	±1,2	±1,2
	0,8	±2,5	±1,7	±1,4
	0,5	±4,6	±3,0	±2,3
6, 7, 19-21 (ТТ 0,5; Сч. 0,5S)	1,0	±2,3	±1,7	±1,6
	0,8	±3,3	±2,2	±1,9
	0,5	±5,7	±3,3	±2,6
8, 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч. 0,5S)	1,0	±1,7	±1,6	±1,6
	0,8	±2,1	±1,9	±1,9
	0,5	±2,6	±2,4	±2,4
10, 11, 16-18, 23, 23, 36 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 0,5S)	1,0	±2,3	±1,8	±1,7
	0,8	±2,9	±2,3	±2,1
	0,5	±4,9	±3,5	±2,9
12-15, 29-34 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 0,5S)	1,0	±2,3	±1,8	±1,7
	0,8	±3,4	±2,3	±2,1
	0,5	±5,8	±3,5	±2,9
24, 25 (Сч. 1)	1,0	±3,0	±3,0	±3,0
	0,8	Не норм.	±3,1	±3,1
	0,5	Не норм.	±3,4	±3,4
27, 28 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч. 0,5S)	1,0	±2,3	±1,8	±1,6
	0,8	±3,3	±2,2	±2,0
	0,5	±5,7	±3,3	±2,7

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
35 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч. 0,5S)	1,0	±2,3	±1,8	±1,6
	0,8	±2,9	±2,2	±2,0
	0,5	±4,8	±3,3	±2,7
37 (ТТ 0,5; Сч. 0,2S)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9
	0,8	±2,9	±1,6	±1,2
	0,5	±5,3	±2,8	±2,0
38, 39, 41 (ТТ 0,5; Сч. 0,5S)	1,0	±2,3	±1,7	±1,6
	0,8	±2,8	±2,2	±1,9
	0,5	±4,8	±3,3	±2,7
40 (ТТ 0,5; Сч. 2)	1,0	±6,2	±6,1	±6,1
	0,8	Не норм.	Не норм.	Не норм.
	0,5	Не норм.	±8,3	±8,1

Таблица 7 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	cosφ	Границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности 0,95 при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %		
		d ₅₍₁₀₎ %	d ₂₀ %	d ₁₀₀ %
		I ₅₍₁₀₎ % £ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % £ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % £ I _{изм} £ I ₁₂₀ %
1	2	3	4	5
1, 26 (ТТ 0,5; Сч. 2)	0,866	±6,3	±6,0	±5,9
	0,6	±7,3	±6,7	±6,5
2-5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 0,5)	0,866	±2,9	±1,8	±1,5
	0,6	±4,6	±2,6	±2,0
6, 7, 19-21 (ТТ 0,5; Сч. 1,0)	0,866	±4,2	±3,6	±3,5
	0,6	±5,7	±4,2	±3,9
8, 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч. 1,0)	0,866	±3,5	±3,5	±3,5
	0,6	±4,0	±3,8	±3,8
10, 11, 16-18, 23, 23, 36 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 1,0)	0,866	±3,8	±2,6	±2,4
	0,6	±5,5	±3,3	±2,8
12-15, 29-34 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 1,0)	0,866	±4,2	±3,7	±3,6
	0,6	±5,8	±4,3	±4,0
24, 25 (Сч. 1,0)	0,866	±5,9	±5,9	±5,9
	0,6	Не норм.	±6,4	±6,4
27, 28 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 2,0)	0,866	±4,2	±3,7	±3,5
	0,6	±5,7	±4,2	±3,9

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
35 (ТТ 0,2; ТН 0,2; Сч. 1,0)	0,866	±3,8	±2,5	±2,3
	0,6	±5,4	±3,1	±2,6
37 (ТТ 0,5; Сч. 0,5)	0,866	±2,9	±2,0	±1,8
	0,6	±4,7	±2,8	±2,3
38, 39, 41 (ТТ 0,5; Сч. 1,0)	0,866	±3,8	±2,5	±2,3
	0,6	±5,4	±3,1	±2,6
40 (ТТ 0,5; Сч. 2)	0,866	Не норм.	Не норм.	Не норм.
	0,6	Не норм.	Не норм.	Не норм.

Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети:

а) диапазон напряжения (0,98 – 1,02) $U_{ном}$, где $U_{ном}$ – номинальное значение напряжения;

б) диапазон силы тока (1 – 1,2) $I_{ном}$, где $I_{ном}$ – номинальное значение тока;

в) частота (50,00 ± 0,15) Гц;

– температура окружающей среды:

а) ТТ: от минус 40 до 50 °С;

б) счетчиков: от 21 до 25 °С;

в) ИВК: от 10 до 30 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

– относительная влажность воздуха от 65 до 75 %;

– атмосферное давление от 96 до 104 кПа.

Рабочие условия эксплуатации:

– параметры сети:

а) диапазон напряжения: (0,9 – 1,1) $U_{ном}$;

б) диапазон силы тока: (0,01 – 1,2) $I_{ном}$;

в) частота (50,0 ± 0,5) Гц;

г) коэффициент мощности $\cos \varphi_j$ ($\sin \varphi_j$) – от 0,5 до 1,0 (от 0,4 до 0,9);

– температура окружающего воздуха:

а) для ТТ и ТН: от минус 40 до 50 °С,

б) для счетчиков: от 10 до 50 °С,

в) для ИВК: от 15 до 40 °С;

– диапазон изменения частоты электропитания: ±1% от номинального значения;

– магнитная индукция внешнего происхождения: не более 0,5 мТл.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Комплектность

Наименование	Обозначение (тип)	Кол-во шт.
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока	STSM 38	12
Трансформаторы тока	Т-066У3	24
Трансформаторы тока	ТНШ-0,66	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	26
Трансформаторы тока	ТЛК10	2
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	4
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	8
Трансформаторы тока	ТПК-10	
Трансформаторы тока измерительные	ТТИ-30	9
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10У3	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ПСЧ-3ТМ.05М.01	4
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05.04	5
Счетчики электроэнергии многофункциональные	EA02RALX-P3B-4	4
Счетчики электроэнергии многофункциональные	EA05RL-P1B-3	7
Счетчики электроэнергии многофункциональные	EA05RAL-P3B-3	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RL-P4GB-DW-4	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	14
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ.4ТМ.03	1
Счетчики электрической энергии	ЦЭ6803В	1
Устройство синхронизации системного времени	35LVS (35HVS)	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	3
Комплексы измерительно-вычислительные для учета электроэнергии	«АльфаЦЕНТР»	1

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Комплексы измерительно-вычислительные для учета электроэнергии	«ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»	1
Методика поверки		1
Паспорт-формуляр		1

Поверка

осуществляется по документу МП 62354-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской железной дороги - филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 16 октября 2015 г.

Рекомендуемые средства поверки:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1^\circ$. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: $\pm 0,2 \%$ (в диапазоне измерений от 15 до 300 В); $\pm 2,0 \%$ (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: $\pm 1,0 \%$ (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А); $\pm 0,3 \%$ (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU) $\pm 0,1$ с.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской железной дороги - филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской железной дороги - филиала ОАО «РЖД» в границах Самарской области

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

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

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)

ИНН 7708503727

Адрес: 107174, г. Москва, ул. Новая Басманная, д. 2

Тел.: (499) 262-60-55

Факс: (499) 262-60-55

E-mail: info@rzd.ru

<http://www.rzd.ru>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «РЕСУРС» (ООО «РЕСУРС»)
ИНН 7727500055
Юридический адрес: 117420, г. Москва, ул. Наметкина, д. 13, корп. 1
Почтовый адрес: 119415, Москва, Пр-т Вернадского, д. 39, оф. 417
Тел.: (926) 878-27-26 Факс: (916) 814-83-00

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)
Адрес: 440039, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20
Телефон/факс: (8412) 49-82-65
E-mail: pcsm@sura.ru
www.penzacsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311197 от 24.07.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2015 г.