

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

Конструкция системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений. АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии и значениях электроэнергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны сервера энергосбытовых организаций;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 7746-78, ГОСТ 7746-89, ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-77, ГОСТ 1983-89 и счётчики активной и реактивной электроэнергии ЕА02, ЕА05, А2R, СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,2S; 0,5S по ГОСТ 30206-94 для активной электроэнергии и 0,5; 1,0 по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии, соответственно, установленные на объектах, указанных в таблице 2 (40 точек измерений);

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучёта, реализованный на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327 и Комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-Центр»,

выполняющих функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на третий уровень организации коммерческого многотарифного учета электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени;

3-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) Центра сбора данных АИИС КУЭ, включающий Комплекс измерительно-вычислительный для учета электроэнергии «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» сервер баз данных (БД), каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучета, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала и программное обеспечение (ПО) «Альфа ЦЕНТР», каналы передачи данных субъектам ОРЭ.

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 и напряжения электрического тока в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за этот период реактивная мощность вычисляется по средним значениям активной и полной мощности. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

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

На верхнем — третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Отображение информации на мониторах АРМ и передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов спутникового времени. Приемник сигналов спутникового времени входит в состав Комплекс измерительно-вычислительный (ИВК) для учета электроэнергии «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА». Время ИВК «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. ИВК «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» осуществляет коррекцию времени УСПД и счетчиков. Сличение времени ИВК «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» с временем УСПД RTU-327 осуществляется при каждом сеансе обмена данными ИВК с УСПД. При расхождении времени ИВК и УСПД более чем на 1 с производится коррекция времени УСПД. Часы счетчика электрической энергии синхронизируются УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут при расхождении времени на 1 с.

Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

В АИИС КУЭ тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области используется программный комплекс (ПК) «Альфа ЦЕНТР».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010 - С.

ПК «Альфа ЦЕНТР», внесен в Госреестр в составе ИВК «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» № 35052-07. Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ - влияния нет.

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО УСПД и ПО сервера БД. Программные средства сервера БД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО ИВК «Альфа ЦЕНТР», ПО СОЕВ.

Состав и идентификационные данные ПО АИИС КУЭ Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области приведены в таблице 1.

Управление сбором данных осуществляется при помощи программного обеспечения «Альфа ЦЕНТР», которое функционирует на сервере ИВК. Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений. Программное обеспечение и конструкция счетчиков, УСПД и сервера сбора данных после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения его параметров.

Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти счетчиков, УСПД и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и измеренных данных от преднамеренных изменений являются:

- средства проверки целостности ПО, выполняющие расчёт контрольной суммы метрологически значимой части ПО и сравнение ее с требуемым значением;
- средства обнаружения и фиксации событий;
- средства управления доступом с использованием многоуровневой системы паролей;
- средства защиты на физическом уровне (HASP-ключи).

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
Альфа-Центр	Альфа-Центр АРМ	4	a65bae8d715093 If 811cfbc6e4c7189d	MD5
Альфа-Центр	Альфа-Центр СУБД "Oracle"	9	bb640e93059bab1 5a02979e24d5ed48	MD5
Альфа-Центр	Альфа-Центр Коммуникатор	3	3ef7fb23cfl60f566 021bf19264ca8d6	MD5
ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА	ПК «Энергия Альфа 2»	2.0.0.2	17e63d59939159ef 304b8ff63121df60	MD5

Влияние программного обеспечения на метрологические характеристики АИИС КУЭ оценивается относительным отличием результатов расчёта от опорных значений, пределы которого составляют  $\pm 1$  единицу младшего разряда результата измерений.

Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерений активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР». Метрологические характеристики АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3, 4, нормированы с учетом ПО.

## Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4. Уровень ИВК АИИС КУЭ реализован на базе устройства сбора и передачи данных УСПД RTU-327 (Госреестр № 19495-03) и Комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-Центр» (Госреестр №20481-00).

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала			Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	
1	2	3	4	5	7
1	ТП Безводовка Секция 1, Фидер ВВ 1 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 600/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 9384; ; 5741	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 6881; 7396; 6875	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137810	Активная Реактивная
2	ТП Должниково Секция 1, Фидер ВВ 1 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 1000/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 1713; ; 5814	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 5811; 4995; 4994	EA05RAL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137475	Активная Реактивная
3	ТП Должниково Секция 2, Фидер ВВ 2 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 1000/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 5797; ; 5780	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 4996; 4989; 4970	EA05RAL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137488	Активная Реактивная
4	ТП Инза КРУН 10кВ, Секция 2, Фидер 12 «МП ЖКХ» 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 300/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 7168; ; 7174	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 3093; 4426; 3672	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1142055	Активная Реактивная
5	ТП Инза Секция 2, Фидер 6 «МП ЖКХ» 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 200/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 11121; ; 11117	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 3093; 4426; 3672	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137968	Активная Реактивная

продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	7
6	ТП Инза Секция 1, Фидер 7 «МП ЖКХ» 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 300/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 7170; ; 7177	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 4924; 4922; 4953	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1138271	Активная Реактивная
7	ТП Инза Секция 1, Фидер 8 «СХ» 10кВ ОАО «Пензаэнерго»	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 100/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 1699; ; 1765	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 4924; 4922; 4953	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1138033	Активная Реактивная
8	ТП Инза Секция 1, Фидер 9 «СХ» 10кВ ОАО «Пензаэнерго»	ТБК-10 Реестр № 8913-82 100/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 00151; ; 17551	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 4924; 4922; 4953	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137722	Активная Реактивная
9	ТП Инза Секция 1, Фидер 10 «МП ЖКХ» 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 200/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 4018; ; 4019	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 4924; 4922; 4953	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137535	Активная Реактивная
10	ТП Инза Секция 1, Фидер ВВ 1 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 1000/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 5798; ; 5799	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 4924; 4922; 4953	EA05RAL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137481	Активная Реактивная
11	ТП Инза Секция 2, Фидер ВВ 2 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 1000/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 5781; ; 5782	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 3093; 4426; 5782	EA05RAL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137734	Активная Реактивная
12	ТП Инза ОРУ 110кВ ВЛ 110кВ «Инза-Глотовка»	ТФЗМ-110Б Реестр № 24811-03 400/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 19580; 19581; 19611	НКФ-110 Реестр № 26452-06 (110000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 106140; ; 106141	СЭТ-4ТМ.02.2 Реестр № 20175-01 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 09043121	Активная Реактивная

продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	7
13	ТП Инза Секция 1, Фидер КВ 1 10кВ	ТПОЛ-10 Реестр № 1261-08 1000/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 14480; 39955; 14475	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 4924; 4922; 4953	ЕА05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137554	Активная Реактивная
14	ТП Инза Секция 2, Фидер КВ 2 10кВ	ТПОЛ-10 Реестр № 1261-08 800/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 6967; 1968; 8218	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 3093; 4426; 3672	ЕА05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1142236	Активная Реактивная
15	ТП Инза КРУН 10кВ, Секция 2, Фидер 4 «ДЦ» 10кВ	ТПЛ-10 Реестр № 29390-05 50/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 62004; ; 19121	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 3093; 4426; 3672	ЕА05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137980	Активная Реактивная
16	ТП Инза КРУН 10кВ, Секция 2, Фидер 5 «ПЭ» 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 75/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 1322; ; 7331	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 3093; 4426; 3672	ЕА05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1138074	Активная Реактивная
17	ТП Инза КРУН 10кВ, Секция 2, Фидер 13 «ЖД» 10кВ	ТПЛМ-10 Реестр № 2363-68 150/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 36972; ; 7359	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 3093; 4426; 3672	ЕА05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137849	Активная Реактивная
18	ТП Инза Секция 1, Фидер ПЭ 1 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 150/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 11147; ; 5797	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 4924; 4922; 4953	ЕА05RL Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137639	Активная Реактивная
19	ТП Инза Секция 2, Фидер ПЭ 2 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 50/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 554; ; 568	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 3093; 4426; 3672	ЕА05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1138015	Активная Реактивная

Всего листов 15

Лист № 6

продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	7
20	ТП Инза Секция 1, Фидер ПЭ 3 10кВ	ТПЛ-10 Реестр № 29390-05 75/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 48752; ; 47363	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 4924; 4922; 4953	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1138021	Активная Реактивная
21	ТП Инза Секция 1, Фидер ТСН 1 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 50/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 551; ; 575	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 4924; 4922; 4953	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1138267	Активная Реактивная
22	ТП Инза Секция 2, Фидер ТСН 2 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 75/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 7326; ; 7468	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 3093; 4426; 3672	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137719	Активная Реактивная
23	ТП Инза Секция 1, Фидер «ДЦ» 10кВ	ТПЛ-10 Реестр № 29390-05 5/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 008117; ; 008118	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 4924; 4922; 4953	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137600	Активная Реактивная
24	ТП Инза Секция 1, Фидер 11 «МП ЖКХ» 10кВ	ТПЛ-10 Реестр № 29390-05 200/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 40816; ; 40615	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5; Зав. № 4924; 4922; 4953	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1098543	Активная Реактивная
25	ТП Канадей Секция 1, Фидер 3 сх «Канадейский» 10кВ	ТПЛ-10 Реестр № 29390-05 75/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 21467; ; 28738	НАМИ-10-95 УХЛ2 Реестр № 20186-05 10000/100; Кл. т. 0,5 Зав. № 05	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137609	Активная Реактивная
26	ТП Канадей Секция 1, Фидер ВВ 1 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 600/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 8214; ; 4209	НАМИ-10-95 УХЛ2 Реестр № 20186-05 10000/100; Кл. т. 0,5 Зав. № 05	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1141969	Активная Реактивная

Всего листов 15

Лист № 7

продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	7
27	ТП Канадей Секция 2, Фидер 6 село «Канадей» 10кВ	ТПЛ-10 Реестр № 29390-05 150/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 9695; ; 9602	НАМИТ-10-2 Реестр № 16687-07 10000/100; Кл. т. 0,5 Зав. № 0636	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1138069	Активная Реактивная
28	ТП Ключики Секция 1, Фидер «Головино» 35кВ	ТФНД-35М Реестр № 3691-73 150/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 6708; ; 15152	ЗНОМ-35-65 Реестр № 912-65 (35000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 1353984; 1353898; 1353958	EA05RAL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1146646	Активная Реактивная
29	ТП Ночка ОРУ 110кВ ВВ 2 110кВ	ТГФМ-110.П*У1 Реестр № 36672-08 150/1; Кл. т. 0,2S Зав. № 2966; 2967; 2963	НАМИ-110 УХЛ1 Реестр № 24218-08 (110000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,2 Зав. № 1411; 1425; 1355	A1802 RALXQ Реестр № 31857-06 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 1182129	Активная Реактивная
30	ТП Ночка ОРУ 110кВ ВВ 1 110кВ	ТГФМ-110.П*У1 Реестр № 36672-08 150/1; Кл. т. 0,2S Зав. № 2962; 2953; 2968	НАМИ-110 УХЛ1 Реестр № 24218-08 (110000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,2 Зав. № 1372; 1379; 1499	A1802 RALXQ Реестр № 31857-06 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 1183346	Активная Реактивная
31	ТП Ночка Секция 2, Фидер ПЭ 2 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 150/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 8275; ; 8276	ЗНОЛ.06-10У3 Реестр № 42661-09 (10000/√3)/(100/√3); Кл. т. 0,5 Зав. № 4992; 5801; 4925	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1138012	Активная Реактивная
32	ТП Патрикеево Секция 1, Фидер КВ 1 10кВ	ТПОЛ-10 Реестр № 1261-08 600/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 7558; 7618; 7589	НАМИ-10 Реестр № 20186-05 10000/100; Кл. т. 0,5 Зав. № 66	EA05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1138039	Активная Реактивная
33	ТП Патрикеево Секция 1, Фидер ВВ 1 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 1000/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 5788; ; 5566	НАМИ-10 Реестр № 20186-05 10000/100; Кл. т. 0,5 Зав. № 66	EA05RAL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137458	Активная Реактивная

Всего листов 15

Лист № 8



окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	7
34	ТП Патрикеево Секция 1, Фидер КВ 3 10кВ	ТОЛ-10УХЛ2-1 Реестр № 15128-07 800/5; Кл. т. 0,5S Зав. № 40708; 40711; 40709	НАМИ-10 Реестр № 20186-05 10000/100; Кл. т. 0,5 Зав. № 66	СЭТ-4ТМ.02.2 Реестр № 20175-01 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 8049221	Активная Реактивная
35	ТП Патрикеево Секция 1, Фидер ПЭ2 10кВ	ТПК-10У3 Реестр № 22944-07 50/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 00164; ; 00166	НАМИ-10 Реестр № 20186-05 10000/100; Кл. т. 0,5 Зав. № 66	ЕА05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1138206	Активная Реактивная
36	ТП Патрикеево Секция 1, Фидер ПЭ3 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 100/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 8100; ; 8057	НАМИ-10 Реестр № 20186-05 10000/100; Кл. т. 0,5 Зав. № 66	ЕА05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137899	Активная Реактивная
37	ТП Патрикеево Секция 2, Фидер СЦБ 2 10кВ	ТПЛ-10 Реестр № 29390-05 30/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 4126; ; 3578	НТМИ-10-66 Реестр № 831-69 10000/100; Кл. т. 0,5 Зав. № 1019	ЕА05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137645	Активная Реактивная
38	ТП Патрикеево Секция 1, Фидер ТСН 1 10кВ	ТПЛ-10 Реестр № 29390-05 100/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 2114; ; 1657	НАМИ-10 Реестр № 20186-05 10000/100; Кл. т. 0,5 Зав. № 66	ЕА05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1138188	Активная Реактивная
39	ТП Патрикеево Секция 1, Фидер 6 «КЭЧ» 10кВ	ТПЛ-10 Реестр № 29390-05 100/5; Кл. т. 0,5 Зав. № 69063; ; 10031	НАМИ-10 Реестр № 20186-05 10000/100; Кл. т. 0,5 Зав. № 66	ЕА05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1138052	Активная Реактивная
40	ТП Патрикеево Секция 1, Фидер 8 «СХ» 10кВ	ТЛО-10 Реестр № 25433-07 100/5; Кл. т. 0,2S Зав. № 8113; ; 8062	НАМИ-10 Реестр № 20186-05 10000/100; Кл. т. 0,5 Зав. № 66	ЕА05RL Реестр № 16666-97 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 1137761	Активная Реактивная

Всего листов 15

Лист № 9

Таблица 3 – Метрологические характеристики АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности

Номер точки измерений	Классы точности ТТ; ТН; счетчика	Диапазон измерений	Доверительные границы относительной погрешности измерений активной электрической энергии и средней активной мощности при доверительной вероятности $P=0,95$ , %, при коэффициенте мощности					
			в нормальных условиях			в рабочих условиях		
			0,8	0,87	1	0,8	0,87	1
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 9; 10; 11; 16; 18; 19; 21; 22; 26; 31; 33; 36; 40	ТТ 0,2S	$I_{1(2)} \% \leq I < I_5 \%$	± 1,7	± 1,6	± 1,5	-	-	-
	ТН 0,5	$I_5 \% \leq I < I_{20} \%$	± 1,2	± 1,1	± 0,9	± 1,7	± 1,6	± 1,5
	Сч 0,5S	$I_{20} \% \leq I < I_{100} \%$	± 1	± 1	± 0,9	± 1,6	± 1,6	± 1,5
		$I_{100} \% \leq I \leq I_{120} \%$	± 1	± 1	± 0,9	± 1,6	± 1,6	± 1,5
29; 30	ТТ 0,2S	$I_{1(2)} \% \leq I < I_5 \%$	± 1,3	± 1,2	± 1	-	-	-
	ТН 0,2	$I_5 \% \leq I < I_{20} \%$	± 0,8	± 0,7	± 0,6	± 1	± 0,9	± 0,8
	Сч 0,2S	$I_{20} \% \leq I < I_{100} \%$	± 0,6	± 0,6	± 0,5	± 0,8	± 0,8	± 0,7
		$I_{100} \% \leq I \leq I_{120} \%$	± 0,6	± 0,6	± 0,5	± 0,8	± 0,8	± 0,7
8; 12; 13; 14; 15; 17; 20; 23; 24; 25; 27; 28; 32; 35; 37; 38; 39	ТТ 0,5	$I_{1(2)} \% \leq I < I_5 \%$	-	-	-	-	-	-
	ТН 0,5	$I_5 \% \leq I < I_{20} \%$	± 2,9	± 2,5	± 1,8	± 3,2	± 2,8	± 2,2
	Сч 0,5S	$I_{20} \% \leq I < I_{100} \%$	± 1,7	± 1,5	± 1,2	± 2,1	± 1,9	± 1,7
		$I_{100} \% \leq I \leq I_{120} \%$	± 1,3	± 1,2	± 1	± 1,8	± 1,7	± 1,5
34	ТТ 0,5S	$I_{1(2)} \% \leq I < I_5 \%$	± 2,1	± 2,1	± 2,1	-	-	-
	ТН 0,5	$I_5 \% \leq I < I_{20} \%$	± 1,4	± 1,3	± 1,2	± 1,8	± 1,8	± 1,7
	Сч 0,5S	$I_{20} \% \leq I < I_{100} \%$	± 1,1	± 1,1	± 1	± 1,7	± 1,6	± 1,5
		$I_{100} \% \leq I \leq I_{120} \%$	± 1,1	± 1,1	± 1	± 1,7	± 1,6	± 1,5

Таблица 4 - Метрологические характеристики АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности

Номер точки измерений	Классы точности ТТ; ТН; счетчика	Диапазон измерений	Доверительные границы относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии и средней реактивной мощности при доверительной вероятности $P=0,95$ , %, при коэффициенте мощности			
			в нормальных условиях		в рабочих условиях	
			0,8	0,87	0,8	0,87
1	2	3	4	5	6	7
1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 9; 10; 11; 16; 18; 19; 21; 22; 26; 31; 33; 36; 40	ТТ 0,2S	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	± 2	± 2,3	± 2,7	± 2,9
	ТН 0,5	$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	± 1,6	± 1,8	± 2	± 2,2
	Сч 1	$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	± 1,6	± 1,8	± 2	± 2,2
29; 30	ТТ 0,2S	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	± 1,1	± 1,3	± 1,2	± 1,4
	ТН 0,2	$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	± 0,9	± 1	± 1,1	± 1,2
	Сч 0,5	$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	± 0,9	± 1	± 1,1	± 1,2
8; 12; 13; 14; 15; 17; 20; 23; 24; 25; 27; 28; 32; 35; 37; 38; 39	ТТ 0,5	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	± 4,6	± 5,6	± 4,9	± 5,9
	ТН 0,5	$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	± 2,6	± 3,1	± 2,9	± 3,4
	Сч 1	$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	± 2,1	± 2,4	± 2,4	± 2,7
34	ТТ 0,5S	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	± 2	± 2,2	± 2,7	± 2,9
	ТН 0,5	$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	± 1,6	± 1,8	± 2	± 2,2
	Сч 1	$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	± 1,6	± 1,8	± 2	± 2,2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;
4. Нормальные условия:
  - параметры сети: напряжение  $(0,98 \div 1,02) U_{\text{НОМ}}$ ; ток  $(1 \div 1,2) I_{\text{НОМ}}$ ,  $\cos\varphi = 0,9$  инд.;
  - температура окружающей среды  $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ ;
5. Рабочие условия:
  - параметры сети: напряжение  $(0,9 \div 1,1) U_{\text{НОМ}}$ ; ток  $(0,05 \div 1,2) I_{\text{НОМ}}$ ;  $0,5$  инд.  $< \cos\varphi < 0,8$  емк.;
  - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70  $^\circ\text{C}$ , для счетчиков от минус 40 до + 55  $^\circ\text{C}$ ; для сервера от + 10 до + 40  $^\circ\text{C}$ ; для УСПД от минус 10 до + 50  $^\circ\text{C}$ ;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однопипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном Трансэнерго – филиале ОАО «РЖД» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_B = 2$  ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 75000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_B = 0,5$  ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 60000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_B = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации—участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте;

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому ИК - 100 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания - 3 года;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - за весь срок эксплуатации системы.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области определяется проектной документацией на систему.

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Кол-во, шт.
Трансформатор тока	87
Трансформатор напряжения	40
УСПД RTU-327	1
Счётчик электрической энергии	40
Устройство синхронизации системного времени 35HVS	1
Комплекс измерительно-вычислительный для учета электроэнергии «Альфа-Центр»	1
Комплекс измерительно-вычислительный для учета электроэнергии «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 47801-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 14 сентября 2011 г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- ТТ-по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН - по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- ЕА05 – по методике поверки «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа Альфа. Методика поверки»
- А1802- по методике поверки «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки;
- СЭТ-4ТМ.02 по методике поверки ИЛГШ.411152.87 РЭ1;
- УСПД «RTU-327» - по методике поверки ДЯИМ.466215.0907 МП;
- ИВК «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» - по методике поверки МП 420/446-2007.

Средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком - мультиметр «Ресурс-ПЭ».

Приемник сигналов точного времени МИР РЧ-011, переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами РЧ-011

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области».

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

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «РЖД». Комплексный системный проект. АУВП.411711.161.ТП
4. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области. Методика поверки
5. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций Куйбышевской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области.

## **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Открытое акционерное общество «Российские Железные Дороги» (ОАО «РЖД»)  
Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д. 2  
тел./факс: (499) 262-60-55

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Стройиндустрия»  
(ООО «Стройиндустрия»)  
Адрес: 440003, г. Пенза, ул. Индустриальная, 40-б  
Телефон (8412) 930-761, факс (8412) 930-438

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Пензенский центр стандартизации, метрологии и сертификации» ( ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ»)  
Аттестат аккредитации - зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений № 30033-10  
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20  
тел./факс: (8412) 49-82-65

Заместитель Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р.Петросян

м.п.                      «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011 г.