

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Адлер» ОАО «РЖД».

### Назначение средств измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Адлер» ОАО «РЖД» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в центры сбора и обработки информации ОАО «АТС», ОАО «ФСК ЕЭС», смежным субъектам в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

### Описание средств измерений

АИИС КУЭ построена на основе ИВК «АльфаЦЕНТР» (Госреестр № 44595-10) и представляет собой трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-ый уровень – измерительные каналы (ИК), включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВК) включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327 Госреестр № 41907-09, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) «АльфаЦЕНТР», включает в себя сервер баз данных (СБД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированное рабочее место (АРМ ИВК), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АРМ ИВК представляет собой персональный компьютер, на котором установлена клиентская часть ПО "Энергия Альфа 2". ИВК "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА", подключенный к ЛВС предприятия и считывающий данные об энергопотреблении с сервера по сети Ethernet. Для этого в настройках коммуникационных параметров ПО "Энергия Альфа 2". ИВК "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА" указывается IP-адрес сервера.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- 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 организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- 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 (коррекция времени);
- передача журналов событий счетчиков.

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются 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 сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД уровня ИВК 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.

В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах, в частности в счётчиках, где происходит датирование измерений. Синхронизация времени производится с помощью GPS-приемника, принимающего сигналы глобальной системы позиционирования. В качестве приёмника сигналов GPS о точном астрономическом времени используются устройства синхронизации системного времени (УССВ), подключаемые к УСПД. От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД, а от них – внутренние часы счетчиков, подключенных к УСПД. Уставка, при достижении которой происходит коррекция часов УСПД и ИВК АльфаЦЕНТР (модуль «АС\_Time» – модуль синхронизации времени с устройствами ГЛОНАСС/GPS и серверов точного времени Internet) в составе ИВК верхнего уровня и счетчиков, составляет 1 с. Синхронизация внутренних часов счетчика с верхним уровнем АИИС КУЭ происходит при каждом обращении (каждый сеанс связи). ПО позволяет назначить время суток, в которое можно производить коррекцию времени. Рекомендуется для этой операции назначить время с 00:00 до 03:00 часов.

Погрешность часов компонентов системы 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, корректи-

руемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий коррективке.

### Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входит: Комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» (Госреестр № 44595-10), включающий в себя программное обеспечение "АльфаЦЕНТР АРМ", "АльфаЦЕНТР СУБД "Oracle", "АльфаЦЕНТР-Коммуникатор". ИВК "АльфаЦЕНТР" решает задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов.

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит Комплекс измерительно-вычислительный для учета электроэнергии "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА", включающий в себя программное обеспечение ПК "Энергия Альфа 2". ИВК "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА" решает задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1. - Сведения о программном обеспечении

| Наименование ПО | Идентификационное наименование ПО | Номер версии (идентификационный номер) ПО | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм цифрового идентификатора ПО |
|-----------------|-----------------------------------|---|---|--------------------------------------|
| "АльфаЦЕНТР»    | "АльфаЦЕНТР АРМ"                  | 4   | a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d                                | MD5                                  |
| "АльфаЦЕНТР»    | "АльфаЦЕНТР СУБД "Oracle"         | 9   | bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48                                | MD5                                  |
| "АльфаЦЕНТР»    | "АльфаЦЕНТР Коммуникатор"         | 3   | 3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6                                | MD5                                  |
| "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА" | ПК "Энергия Альфа 2"              | 2.0.0.2                                   | 17e63d59939159ef304b8ff63121df60                                | MD5                                  |

ПО ИВК «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ тяговой подстанции «Адлер» ОАО «РЖД»

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ тяговых подстанций ОАО «РЖД ТП Адлер от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ тяговой подстанции «Адлер» ОАО «РЖД» приведен в Таблице 2.

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ приведены в Таблицах 3 и 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов

| № ИИК п/п | Наименование объекта             | Состав измерительного канала  |   |  | Вид электро-энергии    |
|-----------|----------------------------------|---|---|--|------------------------|
|           |                                  | Трансформатор тока  | Трансформатор напряжения  | Счётчик электрической энергии  |                        |
| 1         | 2                                | 3   | 4   | 5  | 6                      |
| 1         | ТП Адлер<br>Т1-110 кВ            | ТВГ-110<br>кл. т 0,2S<br>Ктт = 200/1<br>Зав. № 1097-10; 1095-10;<br>1080-10<br>Госреестр № 22440-07 | СПА-123<br>кл. т 0,2<br>Ктн =<br>(110000/√3)/(100/√3)<br>Зав. № ИHSE6776771;<br>ИHSE6776766;<br>ИHSE6776756<br>Госреестр № 15852-06 | A1802RAL-GB-DW-4<br>кл. т 0,2S/0,5<br>Зав. № 01214317<br>Госреестр № 31857-06  | активная<br>реактивная |
| 2         | ТП Адлер<br>Т2-110 кВ            | ТВГ-110<br>кл. т 0,2S<br>Ктт = 200/1<br>Зав. № 1096-10; 1082-10;<br>1081-10<br>Госреестр № 22440-07 | СПА-123<br>кл. т 0,2<br>Ктн =<br>(110000/√3)/(100/√3)<br>Зав. № ИHSE6776770;<br>ИHSE6776769;<br>ИHSE6776767<br>Госреестр № 15852-06 | A1802RAL-GB-DW-4<br>кл. т 0,2S/0,5<br>Зав. № 01214316<br>Госреестр № 31857-06  | активная<br>реактивная |
| 3         | ТП Адлер<br>ТСН-1                | –   | –   | A1805RL-P4G-DW-4<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214320<br>Госреестр № 31857-06  | активная<br>реактивная |
| 4         | ТП Адлер<br>ВФ1-10кВ резерв      | ТЛЮ-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 100/5<br>Зав. № 17016; 17012<br>Госреестр № 25433-08                   | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07                   | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214670<br>Госреестр № 31857-06 | активная<br>реактивная |
| 5         | ТП Адлер<br>ВФ1ЦРП-10кВ          | ТЛЮ-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 100/5<br>Зав. № 17013; 17021<br>Госреестр № 25433-08                   | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07                   | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214677<br>Госреестр № 31857-06 | активная<br>реактивная |
| 6         | ТП Адлер<br>ВФ1 вокзал ком-плекс | ТЛЮ-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 100/5<br>Зав. № 16980; 16983<br>Госреестр № 25433-08                   | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07                   | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214679<br>Госреестр № 31857-06 | активная<br>реактивная |
| 7         | ТП Адлер<br>ВТП-1-10 кВ          | ТЛЮ-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 800/5<br>Зав. № 16769; 16772<br>Госреестр № 25433-08                   | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07                   | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214682<br>Госреестр № 31857-06 | активная<br>реактивная |

Продолжение таблицы 2 – Состав измерительных каналов

| 1  | 2                             | 3  | 4   | 5  | 6                      |
|----|-------------------------------|--|---|--|------------------------|
| 8  | ТП Адлер<br>ВФ-ТПА50 10кВ     | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 150/5<br>Зав. № 6981; 6978<br>Госреестр № 25433-08    | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214672<br>Госреестр № 31857-06 | активная<br>реактивная |
| 9  | ТП Адлер<br>Т1-10кВ           | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 1000/5<br>Зав. № 16791; 16790<br>Госреестр № 25433-08 | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214678<br>Госреестр № 31857-06 | активная<br>реактивная |
| 10 | ТП Адлер<br>ВФ1ПЭ-10кВ        | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 100/5<br>Зав. № 17019; 17026<br>Госреестр № 25433-08  | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214681<br>Госреестр № 31857-06 | активная<br>реактивная |
| 11 | ТП Адлер<br>ВФ-А301-10кВ      | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 1000/5<br>Зав. № 16799; 16801<br>Госреестр № 25433-08 | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214676<br>Госреестр № 31857-06 | активная<br>реактивная |
| 12 | ТП Адлер<br>ВФ1-10кВ Аэропорт | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 100/5<br>Зав. № 17010; 17024<br>Госреестр № 25433-08  | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214674<br>Госреестр № 31857-06 | активная<br>реактивная |
| 13 | ТП Адлер<br>ВФ1КУ-10кВ        | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 100/5<br>Зав. № 17007; 17018<br>Госреестр № 25433-08  | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214674<br>Госреестр № 31857-06 | активная<br>реактивная |
| 14 | ТП Адлер<br>ВТП-2-10кВ        | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 800/5<br>Зав. № 16771; 16773<br>Госреестр № 25433-08  | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214683<br>Госреестр № 31857-06 | активная<br>реактивная |
| 15 | ТП Адлер<br>ВФ2ПЭ-10кВ        | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 100/5<br>Зав. № 17005; 17011<br>Госреестр № 25433-08  | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214667<br>Госреестр № 31857-06 | активная<br>реактивная |
| 16 | ТП Адлер<br>ВФ-А402-10кВ      | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 1000/5<br>Зав. № 16798; 16796<br>Госреестр № 25433-08 | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214307<br>Госреестр № 31857-06 | активная<br>реактивная |

Продолжение таблицы 2 – Состав измерительных каналов

| 1  | 2                               | 3  | 4   | 5   | 6                      |
|----|---------------------------------|--|---|---|------------------------|
| 17 | ТП Адлер<br>ВФ2ПЭ-10кВ          | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 100/5<br>Зав. № 17015; 17024<br>Госреестр № 25433-08  | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214673<br>Госреестр № 31857-06  | активная<br>реактивная |
| 18 | ТП Адлер<br>ВФ2 вокзал комплекс | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 150/5<br>Зав. № 16982; 16979<br>Госреестр № 25433-08  | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214668<br>Госреестр № 31857-06  | активная<br>реактивная |
| 19 | ТП Адлер<br>ВФ2КУ-10кВ          | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 100/5<br>Зав. № 16788; 16789<br>Госреестр № 25433-08  | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000001;<br>2798100000001<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214680<br>Госреестр № 31857-06  | активная<br>реактивная |
| 20 | ТП Адлер<br>Т2-10кВ             | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 1000/5<br>Зав. № 17006; 17020<br>Госреестр № 25433-08 | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000002;<br>2798100000002<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 012146308<br>Госреестр № 31857-06 | активная<br>реактивная |
| 21 | ТП Адлер<br>ВФ2-10кВ резерв     | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 100/5<br>Зав. № 17006; 17020<br>Госреестр № 25433-08  | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000002;<br>2798100000002<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214675<br>Госреестр № 31857-06  | активная<br>реактивная |
| 22 | ТП Адлер<br>ВФ2ЦРП-10кВ         | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 100/5<br>Зав. № 17008; 17009<br>Госреестр № 25433-08  | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000002;<br>2798100000002<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214669<br>Госреестр № 31857-06  | активная<br>реактивная |
| 23 | ТП Адлер<br>ВФ2ЭЦ-10кВ          | ТЛО-10<br>кл. т 0,5<br>Ктт = 100/5<br>Зав. № 17023; 17022<br>Госреестр № 25433-08  | НАМИТ-10-2-УХЛ2<br>кл. т 0,2<br>Ктн = 10000/100<br>Зав. № 2798100000002;<br>2798100000002<br>Госреестр № 16687-07 | A1805RAL-P4G-DW-3<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214666<br>Госреестр № 31857-06  | активная<br>реактивная |
| 24 | ТП Адлер<br>ТСН-2               | –  | –   | A1805RAL-P4G-DW-4<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214319<br>Госреестр № 31857-06  | активная<br>реактивная |
| 25 | ТП Адлер<br>СЦБ-1               | –  | –   | A1805RAL-P4G-DW-4<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214321<br>Госреестр № 31857-06  | активная<br>реактивная |
| 26 | ТП Адлер<br>СЦБ-2               | –  | –   | A1805RAL-P4G-DW-4<br>кл. т 0,5S/1,0<br>Зав. № 01214318<br>Госреестр № 31857-06  | активная<br>реактивная |

Таблица 3– Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

| Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ |               |  |   |  |   |
|---|---------------|--|---|--|---|
| Номер ИИК   | $\cos\varphi$ | $\delta_{1(2)\%},$<br>$I_{1(2)} \leq I_{\text{изм}} < I_{5\%}$ | $\delta_{5\%},$<br>$I_{5\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$ | $\delta_{20\%},$<br>$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$ | $\delta_{100\%},$<br>$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$ |
| 1 - 2<br><br>(ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)   | 1,0           | $\pm 1,2$  | $\pm 0,8$   | $\pm 0,8$  | $\pm 0,8$   |
|   | 0,9           | $\pm 1,2$  | $\pm 0,9$   | $\pm 0,8$  | $\pm 0,8$   |
|   | 0,8           | $\pm 1,3$  | $\pm 1,0$   | $\pm 0,9$  | $\pm 0,9$   |
|   | 0,7           | $\pm 1,5$  | $\pm 1,1$   | $\pm 0,9$  | $\pm 0,9$   |
|   | 0,5           | $\pm 2,0$  | $\pm 1,4$   | $\pm 1,2$  | $\pm 1,2$   |
| 3, 24 - 26<br><br>(Сч 0,5S)   | 1,0           | $\pm 1,7$  | $\pm 1,4$   | $\pm 1,4$  | $\pm 1,4$   |
|   | 0,9           | $\pm 1,7$  | $\pm 1,4$   | $\pm 1,4$  | $\pm 1,4$   |
|   | 0,8           | $\pm 1,7$  | $\pm 1,5$   | $\pm 1,4$  | $\pm 1,4$   |
|   | 0,7           | $\pm 1,8$  | $\pm 1,6$   | $\pm 1,5$  | $\pm 1,5$   |
|   | 0,5           | $\pm 1,8$  | $\pm 1,8$   | $\pm 1,6$  | $\pm 1,6$   |
| 4 - 23<br><br>(ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5S)   | 1,0           | -  | $\pm 2,2$   | $\pm 1,6$  | $\pm 1,5$   |
|   | 0,9           | -  | $\pm 2,6$   | $\pm 1,8$  | $\pm 1,6$   |
|   | 0,8           | -  | $\pm 3,1$   | $\pm 2,0$  | $\pm 1,8$   |
|   | 0,7           | -  | $\pm 3,8$   | $\pm 2,3$  | $\pm 1,9$   |
|   | 0,5           | -  | $\pm 5,6$   | $\pm 3,1$  | $\pm 2,5$   |

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

| Границы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ |               |  |   |  |   |
|---|---------------|--|---|--|---|
| Номер ИИК   | $\cos\varphi$ | $\delta_{1(2)\%},$<br>$I_{1(2)} \leq I_{\text{изм}} < I_{5\%}$ | $\delta_{5\%},$<br>$I_{5\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$ | $\delta_{20\%},$<br>$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$ | $\delta_{100\%},$<br>$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$ |
| 1 - 2<br><br>(ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)  | 0,9           | $\pm 3,6$  | $\pm 2,1$   | $\pm 1,5$  | $\pm 1,4$   |
|   | 0,8           | $\pm 2,6$  | $\pm 1,6$   | $\pm 1,1$  | $\pm 1,1$   |
|   | 0,7           | $\pm 2,3$  | $\pm 1,4$   | $\pm 1,1$  | $\pm 1,0$   |
|   | 0,5           | $\pm 1,9$  | $\pm 1,3$   | $\pm 1,0$  | $\pm 1,0$   |
| 3, 24 - 26<br><br>(Сч 1,0)  | 0,9           | $\pm 15,9$   | $\pm 13,9$  | $\pm 7$  | $\pm 4,8$   |
|   | 0,8           | $\pm 10,1$   | $\pm 8,7$   | $\pm 4,5$  | $\pm 3,2$   |
|   | 0,7           | $\pm 8,3$  | $\pm 7,2$   | $\pm 3,8$  | $\pm 2,8$   |
|   | 0,5           | $\pm 6,1$  | $\pm 5,2$   | $\pm 2,9$  | $\pm 2,3$   |
| 4 - 23<br><br>(ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 1,0)  | 0,9           | -  | $\pm 7,5$   | $\pm 4,0$  | $\pm 2,9$   |
|   | 0,8           | -  | $\pm 4,9$   | $\pm 2,8$  | $\pm 2,2$   |
|   | 0,7           | -  | $\pm 4,2$   | $\pm 2,5$  | $\pm 2,1$   |
|   | 0,5           | -  | $\pm 3,2$   | $\pm 2,1$  | $\pm 1,9$   |

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия эксплуатации :

- Параметры сети: диапазон напряжения -  $(0,98 \div 1,02)U_n$ ; диапазон силы тока -  $(1,0 \div 1,2)I_n$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) – 0,87(0,5); частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;

- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40°C до плюс 50°C; счетчиков - от плюс 18°C до плюс 25°C; ИВКЭ - от плюс 10°C до плюс 30°C; ИВК - от плюс 10°C до плюс 30°C;

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

4. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,01 \div 1,2)I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos j(\sin j)$  -  $0,8 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус  $30^{\circ}\text{C}$  до плюс  $35^{\circ}\text{C}$ .

Для электросчетчиков:

- для счётчиков электроэнергии Альфа А1800 от минус  $40^{\circ}\text{C}$  до плюс  $65^{\circ}\text{C}$ ;
- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$ ;
- сила тока от  $0,05 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$  для ИИК 1-3,24-26, и от  $0,01 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$  для ИИК 4-23; коэффициент мощности  $\cos j(\sin j)$  -  $0,8 \div 1,0(0,5-0,6)$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более -  $0,5$  мТл.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 5 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ТП ОАО "РЖД" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. Порядок оформления замены измерительных компонентов, а также других изменений, вносимых в АИИС КУЭ в процессе их эксплуатации после утверждения типа в качестве единичного экземпляра, осуществляется согласно Приложению Б МИ 2999-2011.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;

- УСПД (RTU-327) – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов;

- ИВК «АльфаЦЕНТР» - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для УСПД  $T_v \leq 1$  час;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ АЭС от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;
- на счетчики предусмотрена возможность пломбирования крышки зажимов и откидывающейся прозрачной крышки на лицевой панели счетчика;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, серверах, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и разграничение прав доступа;
- защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.



Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- серверах, АРМ (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии и "Альфа А1800" – до 30 лет при отсутствии питания;
- УСПД RTU-327 – Хранение данных при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 5 лет.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средств измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5

Таблица 5

| Наименование   | Обозначение (Тип)                       | Кол-во, шт. |
|--|---|-------------|
| Трансформатор тока   | ТВГ-110                                 | 6           |
|  | ТЛО-10                                  | 37          |
| Трансформатор напряжения                                       | НАМИТ-10-2-УХЛ2                         | 2           |
|  | СПА-123                                 | 6           |
| Устройство сбора и передачи данных (УСПД)                      | RTU-327                                 | 1           |
| Счётчик электрической энергии                                  | A1802RAL-GB-DW-4                        | 2           |
|  | A1805RL-P4G-DW-4                        | 1           |
|  | A1805RAL-P4G-DW-3                       | 20          |
|  | A1805RAL-P4G-DW-4                       | 3           |
| Комплексы измерительно-вычислительные для учета электроэнергии | «АльфаЦЕНТР»                            | 1           |
|  | «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»                         | 1           |
| Методика поверки   | МП 1038/446-2010                        | 1           |
| Формуляр   | 610-187-2.1-<br>КНМУ.411711.069.02 ЭД.Ф | 1           |

### Поверка

осуществляется по документу МП 1038/446-2010 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций ОАО "РЖД" ТП Адлер. Измерительные каналы. Методика поверки", утвержденному ФГУ «Ростест-Москва» в июне 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;
- Счетчик Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМС им. Д. И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- УСПД RTU-327 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU - 327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

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

«Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций "РЖД" ТП Адлер аттестована ФГУ «Ростест-Москва». Свидетельство об аттестации методики измерений № 1038/446-01.00229-2011 от 20.06.2011

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Адлер» ОАО «РЖД»:**

- 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.
- 3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
- 6 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- 7 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

ОАО "Российские Железные Дороги"  
107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д.2  
Тел./факс: (495) 262-60-55

**Заявитель**

ДКРС-Сочи ОАО «РЖД» - обособленное структурное подразделение ДКРС ОАО «РЖД».  
Фактический адрес: 354000 г. Сочи, ул. Московская, д.22  
Тел.: (8622) 90-25-01 , факс (8622) 90-25-30

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»). Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.  
117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31  
Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11  
Факс (499) 124-99-96

**Заместитель**

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Е. Р. Петросян

М.П. «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011г.