

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации в программно-аппаратный комплекс (ПАК) ОАО «АТС» и прочим заинтересованным организациям.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983, многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 по ГОСТ 30206, в режиме измерений активной электроэнергии; по ГОСТ 26035, в режиме измерений реактивной электроэнергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, сервер сбора данных, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-2 (№2598), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по сотовым каналам связи стандарта GSM поступает на верхний уровень, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется посредством интернет-провайдера.

Дополнительно на верхний уровень АИИС КУЭ поступает информация об энергопотреблении из АИИС КУЭ ОАО «Баксанская ГЭС», АИИС КУЭ «Кашхатау ГЭС», АИИС КУЭ

«Аушигерская ГЭС», АИИС КУЭ Северо-Осетинского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» и АИИС КУЭ «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга. Перечень точек измерений АИИС КУЭ со стороны смежных субъектов ОРЭ, сбор данных с которых производится согласно договорам об информационном обмене, указан в таблице 3.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-2, включающего в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Ход часов УСВ-2 не более  $\pm 0,35$  с. Устройство синхронизации времени УСВ-2 обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера сбора данных, установленного в ЦСОИ Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа», сличение часов сервера сбора данных осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождения. Сличение времени часов счетчиков с временем часов сервера сбора данных производится во время сеанса связи со счетчиками (один раз в 30 минут). Корректировка часов осуществляется при расхождении с часами сервера сбора данных независимо от наличия расхождения, но не чаще одного раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами «Пирамида 2000».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

| Наименование ПО  | Идентификационное наименование ПО | Номер версии (идентификационный номер) ПО | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО |
|--|-----------------------------------|---|---|---|
| 1  | 2                                 | 3   | 4   | 5   |
| Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета   | CalcClients.dll                   | 3   | e55712d0b1b219065d63da949114dae4                                | MD5   |
| Модуль расчета небаланса энергии/мощности  | CalcLeakage.dll                   | 3   | b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f                                | MD5   |
| Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах   | CalcLosses.dll                    | 3   | d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac                                | MD5   |
| Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений | Metrology.dll                     | 3   | 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83                                | MD5   |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе                                  | ParseBin.dll                      | 3   | 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7                                | MD5   |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК                           | ParseIEC.dll                      | 3   | 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f                                | MD5   |

| 1   | 2                 | 3 | 4                                | 5   |
|---|-------------------|---|----------------------------------|-----|
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus                    | ParseModbus.dll   | 3 | c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 | MD5 |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида                  | ParsePiramide.dll | 3 | ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f | MD5 |
| Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации | SynchroNSI.dll    | 3 | 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 | MD5 |
| Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени                             | VerifyTime.dll    | 3 | 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75 | MD5 |

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» и их основные метрологические характеристики.

| Номер п/п | Номер точки измерений | Наименование точки измерений | Состав измерительного канала   |  |   |                         | Вид электроэнергии | Метрологические характеристики ИК |                                   |
|-----------|-----------------------|------------------------------|--|--|---|-------------------------|--------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
|           |                       |                              | ТТ   | ТН   | Счетчик   | ИВК/УСПД                |                    | Основная погрешность, %           | Погрешность в рабочих условиях, % |
| 1         | 2                     | 3                            | 4  | 5  | 6   | 7                       | 8                  | 9                                 | 10                                |
| 1         | 1.1                   | Л-1 110 кВ ПС «Залукокоаже»  | ТФЗМ-110Б<br>Кл.т. 0,5<br>600/5<br>Зав. № 1376<br>Зав. № 1377<br>Зав. № 6349 | НКФ-110-57 У1<br>Кл.т. 0,5<br>110000/√3:100/√3<br>Зав. № 22065<br>Зав. № 22006<br>Зав. № 22007 | СЭТ-4ТМ.03<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Зав. № 12045135 | Сервер Advantech IPC610 | активная           | ±1,1                              | ±3,0                              |
|           |                       |                              |  |  |   |                         | реактивная         | ±2,6                              | ±4,6                              |
| 2         | 1.2                   | Т-101 ПС «Дальняя»           | ТВЛМ-10<br>Кл.т. 0,5<br>150/5<br>Зав. № 56931<br>Зав. № 4822                 | НТМИ-10-66<br>Кл.т. 0,5<br>10000/100<br>Зав. № 2308  | СЭТ-4ТМ.03<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Зав. № 12045131 |                         | активная           | ±1,1                              | ±3,0                              |
|           |                       |                              |  |  |   |                         | реактивная         | ±2,6                              | ±4,6                              |

| 1  | 2   | 3                                 | 4   | 5  | 6   | 7                                  | 8                       | 9            | 10           |
|----|-----|-----------------------------------|---|--|---|------------------------------------|-------------------------|--------------|--------------|
| 3  | 1.3 | Л-290 110 кВ<br>ПС «Мал-ка»       | ТФЗМ-110Б<br>Кл.т. 0,5<br>600/5<br>Зав. № 15916<br>Зав. № 15918<br>Зав. № 15915 | НКФ110-83У1<br>Кл.т. 0,5<br>110000/√3:100/√3<br>Зав. № 52087<br>Зав. № 51407<br>Зав. № 51572         | СЭТ-4ТМ.03<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Зав. № 12045068 |                                    | активная<br>реактив-ная | ±1,1<br>±2,6 | ±3,0<br>±4,6 |
| 4  | 1.4 | Т-101<br>ПС «Мала-кановская»      | ТВЛМ-10<br>Кл.т. 0,5<br>100/5<br>Зав. № 23523<br>Зав. № 51801                   | НАМИ-10<br>Кл.т. 0,2<br>10000/100<br>Зав. № 788  | СЭТ-4ТМ.03<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Зав. № 12045124 |                                    | активная<br>реактив-ная | ±1,1<br>±2,6 | ±3,0<br>±4,6 |
| 5  | 1.5 | Л-578<br>ПС «При-малкин-ская»     | ТФН-35М<br>Кл.т. 0,5<br>50/5<br>Зав. № 16217<br>Зав. № 16228                    | ЗНОМ-35<br>Кл.т. 0,5<br>35000/√3:100/√3<br>Зав. № 1314126<br>Зав. № 1314128<br>Зав. № 1121170        | СЭТ-4ТМ.03<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Зав. № 12045121 |                                    | активная<br>реактив-ная | ±1,1<br>±2,6 | ±3,0<br>±4,6 |
| 6  | 2.2 | Л-5 110 кВ<br>ПС «Ст.Лескен»      | ТФЗМ-110Б<br>Кл.т. 0,5<br>1000/5<br>Зав. № 10201<br>Зав. № 9121<br>Зав. № 8968  | НКФ-110<br>Кл.т. 0,5<br>110000/√3:100/√3<br>Зав. № 50529<br>Зав. № 50554<br>Зав. № 50760             | СЭТ-4ТМ.03<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Зав. № 12045129 |                                    | активная<br>реактив-ная | ±1,1<br>±2,6 | ±3,0<br>±4,6 |
| 7  | 2.5 | Л-209 110 кВ<br>ПС «Мурта-зово»   | ТФНД-110<br>Кл.т. 0,5<br>600/5<br>Зав. № 9434<br>Зав. № 1062<br>Зав. № 742      | НКФ-110<br>Кл.т. 0,2<br>110000/√3:100/√3<br>Зав. № 39109<br>Зав. № 39112<br>Зав. № 39037             | СЭТ-4ТМ.03<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Зав. № 12045103 |                                    | активная<br>реактив-ная | ±0,9<br>±2,3 | ±2,9<br>±4,5 |
| 8  | 2.6 | ПС Екате-риноград-ская Т-1 110 кВ | ТФНД-110М<br>Кл.т. 0,5<br>100/5<br>Зав. № 1464<br>Зав. № 821<br>Зав. № 4730     | НКФ-110-57 У1<br>Кл.т. 0,5<br>110000/√3:100/√3<br>Зав. № 1471246<br>Зав. № 1471247<br>Зав. № 1471248 | СЭТ-4ТМ.03<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Зав. № 12045130 | Сервер<br>Advan-<br>tech<br>IPC610 | активная<br>реактив-ная | ±1,1<br>±2,6 | ±3,0<br>±4,6 |
| 9  | 2.8 | Л-497 35 кВ<br>ПС «Терек-ская»    | ТФН-35М<br>Кл.т. 0,5<br>100/5<br>Зав. № 18274<br>Зав. № 18320                   | ЗНОМ-35<br>Кл.т. 0,5<br>35000/√3:100/√3<br>Зав. № 1200452<br>Зав. № 1391502<br>Зав. № 1011168        | СЭТ-4ТМ.03<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Зав. № 12045070 |                                    | активная<br>реактив-ная | ±1,1<br>±2,6 | ±3,0<br>±4,6 |
| 10 | 2.9 | ПС В.Курп<br>Ф-974 10 кВ          | ТПЛ-10<br>Кл.т. 0,5<br>100/5<br>Зав. № 13100<br>Зав. № 13102                    | НАМИ-10<br>Кл.т. 0,2<br>10000/100<br>Зав. № 866  | СЭТ-4ТМ.03<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Зав. № 12046039 |                                    | активная<br>реактив-ная | ±1,1<br>±2,6 | ±3,0<br>±4,6 |

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 – 1,02) Уном; ток (1 – 1,2) Ином,  $\cos\phi = 0,9$  инд.;  
температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
5. Рабочие условия:  
параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) Уном; ток (0,05 – 1,2) Ином; 0,5 инд. ≤  $\cos\phi$  ≤ 0,8 емк.

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 °С до + 70 °С, для счетчиков от минус 40 °С до + 70 °С; для ИВК от +15 °С до +35 °С;

6. Погрешность в рабочих условиях указана для тока (0,05 – 1,2) Iном, cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от + 5°С до +40°С;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии, по ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Госреестр средств измерений.

Таблица 3 – Перечень точек измерений АИИС КУЭ со стороны смежных субъектов ОРЭ, результаты измерений по которым получают в рамках соглашения об информационном обмене.

| № п/п  | Номер точки измерений | Наименование объекта измерений | Наименование точки измерений                | Марка счетчика  |
|--|-----------------------|--------------------------------|---|-----------------|
| 1  | 2                     | 3                              | 4   | 5               |
| ОАО «Севкавказэнерго» – Кабардино-Балкарский филиал ОАО «МРСК Северного Кавказа»   |                       |                                |   |                 |
| 1  | 2.1                   | ПС Змейская                    | ПС Змейская<br>ВЛ-5 110 кВ                  | A1R-4-AL-C29-T+ |
| 2  | 2.3                   | ПС Эльхотово                   | ПС Эльхотово<br>ВЛ-209 110 кВ               | A1R-4-AL-C29-T+ |
| 3  | 2.4                   | ПС Эльхотово                   | ПС Эльхотово<br>ОМВ-110 кВ                  | A1R-4-AL-C29-T+ |
| 4  | 2.7                   | ПС Терек-110                   | ПС Терек-110<br>ВЛ-497 35 кВ                | A1R-4-AL-C29-T+ |
| ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Юга) – Кабардино-Балкарский филиал ОАО «МРСК Северного Кавказа» |                       |                                |   |                 |
| 5  | 3.1.7                 | ПС 330 кВ Прохладный           | М-2 110 кВ<br>ПС 330 кВ «Прохладная»        | A1R-4-AL-C29-T  |
| 6  | 3.1.1                 | ПС 330 кВ Прохладный           | ВЛ-110-85 110 кВ<br>ПС 330 кВ «Прохладная»  | A1R-4-AL-C29-T  |
| 7  | 3.1.2                 | ПС 330 кВ Прохладный           | ВЛ-110-86 110 кВ<br>ПС 330 кВ «Прохладная»  | A1R-4-AL-C29-T  |
| 8  | 3.1.3                 | ПС 330 кВ Прохладный           | ВЛ-110-88 110 кВ<br>ПС 330 кВ «Прохладная»  | A1R-4-AL-C29-T  |
| 9  | 3.1.4                 | ПС 330 кВ Прохладный           | ВЛ-110-99 110 кВ<br>ПС 330 кВ «Прохладная»  | A1R-4-AL-C29-T  |
| 10   | 3.1.5                 | ПС 330 кВ Прохладный           | ВЛ-110-183 110 кВ<br>ПС 330 кВ «Прохладная» | A1R-4-AL-C29-T  |
| 11   | 3.1.6                 | ПС 330 кВ Прохладный           | ВЛ-110-184 110 кВ<br>ПС 330 кВ «Прохладная» | A1R-4-AL-C29-T  |
| 12   | 3.1.8                 | ПС 330 кВ Прохладный           | Фидер 10 кВ Ф-589<br>ПС 330 кВ «Прохладная» | A1R-4-AL-C29-T  |
| 13   | 3.1.9                 | ПС 330 кВ Прохладный           | Фидер 10 кВ Ф-590<br>ПС 330 кВ «Прохладная» | A1R-4-AL-C29-T  |
| 14   | 3.1.10                | ПС 330 кВ Прохладный           | Фидер 10 кВ Ф-591<br>ПС 330 кВ «Прохладная» | A1R-4-AL-C29-T  |

| 1  | 2      | 3   | 4   | 5              |
|--|--------|---|---|----------------|
| 15   | 3.1.11 | ПС 330 кВ Прохладный                              | Фидер 10 кВ Ф-592<br>ПС 330 кВ «Прохладная»                 | A1R-4-AL-C29-T |
| 16   | 3.1.12 | ПС 330 кВ Прохладный                              | Фидер 10 кВ Ф-594<br>ПС 330 кВ «Прохладная»                 | A1R-4-AL-C29-T |
| 17   | 3.1.13 | ПС 330 кВ Прохладный                              | Фидер 10 кВ Ф-595<br>ПС 330 кВ «Прохладная»                 | A1R-4-AL-C29-T |
| 18   | 3.1.14 | ПС 330 кВ Прохладный                              | Фидер 10 кВ Ф-596<br>ПС 330 кВ «Прохладная»                 | A1R-4-AL-C29-T |
| 19   | 3.2.6  | ПС 330 кВ Баксан                                  | М-2 110 кВ<br>ПС 330 кВ «Баксан»                            | A1R-4-AL-C29-T |
| 20   | 3.2.1  | ПС 330 кВ Баксан                                  | ВЛ-110-35 110 кВ<br>ПС 330 кВ «Баксан»                      | A1R-4-AL-C29-T |
| 21   | 3.2.2  | ПС 330 кВ Баксан                                  | ВЛ-110-37 110 кВ<br>ПС 330 кВ «Баксан»                      | A1R-4-AL-C29-T |
| 22   | 3.2.3  | ПС 330 кВ Баксан                                  | ВЛ-110-103 110 кВ<br>ПС 330 кВ «Баксан»                     | A1R-4-AL-C29-T |
| 23   | 3.2.4  | ПС 330 кВ Баксан                                  | ВЛ-110-173 110 кВ<br>ПС 330 кВ «Баксан»                     | A1R-4-AL-C29-T |
| 24   | 3.2.5  | ПС 330 кВ Баксан                                  | ВЛ-110-174 110 кВ<br>ПС 330 кВ «Баксан»                     | A1R-4-AL-C29-T |
| 25   | 3.2.7  | ПС 330 кВ Баксан(Т-3, Т-4<br>ОАО "Каббалкэнерго") | Фидер 10 кВ Ф-105<br>ПС 330 кВ «Баксан»                     | A1R-4-AL-C29-T |
| 26   | 3.2.8  | ПС 330 кВ Баксан(Т-3, Т-4<br>ОАО "Каббалкэнерго") | Фидер 10 кВ Ф-106<br>ПС 330 кВ «Баксан»                     | A1R-4-AL-C29-T |
| 27   | 3.2.9  | ПС 330 кВ Баксан(Т-3, Т-4<br>ОАО "Каббалкэнерго") | Фидер 10 кВ Ф-107<br>ПС 330 кВ «Баксан»                     | A1R-4-AL-C29-T |
| 28   | 3.2.10 | ПС 330 кВ Баксан(Т-3, Т-4<br>ОАО "Каббалкэнерго") | Фидер 10 кВ Ф-108<br>ПС 330 кВ «Баксан»                     | A1R-4-AL-C29-T |
| 29   | 3.2.11 | ПС 330 кВ Баксан(Т-3, Т-4<br>ОАО "Каббалкэнерго") | Фидер 10 кВ Ф-109<br>ПС 330 кВ «Баксан»                     | A1R-4-AL-C29-T |
| 30   | 3.2.12 | ПС 330 кВ Баксан(Т-3, Т-4<br>ОАО "Каббалкэнерго") | Фидер 10 кВ Ф-1010<br>ПС 330 кВ «Баксан»                    | A1R-4-AL-C29-T |
| 31   | 3.3.1  | ПС 330 кВ Нальчик                                 | ВЛ-110-104 110 кВ ПС 330<br>кВ «Нальчик-330»                | A1R-4-AL-C29-T |
| 32   | 3.3.2  | ПС 330 кВ Нальчик                                 | ВЛ-110-109 110 кВ ПС 330<br>кВ «Нальчик-330»                | A1R-4-AL-C29-T |
| 33   | 3.3.3  | ПС 330 кВ Нальчик                                 | М-2 110 кВ ПС 330 кВ<br>«Нальчик-330»                       | A1R-4-AL-C29-T |
| 34   | 3.3.4  | ПС 6 кВ КТПН<br>(сн.ПС 330 кВ Нальчик)            | Фидер 6 кВ ф-623 (резерв<br>СН) ПС 330 кВ «Нальчик-<br>330» | A1R-4-AL-C29-T |
| 35   | 3.3.5  | ПС 330 кВ Нальчик                                 | ВЛ-110-105 110 кВ ПС 330<br>кВ «Нальчик-330»                | A1R-4-AL-C29-T |
| 36   | 3.3.6  | ПС 330 кВ Нальчик                                 | ВЛ-110-178(110) 110 кВ ПС<br>330 кВ «Нальчик-330»           | A1R-4-AL-C29-T |
| ОАО «РусГидро» (Кабардино-Балкарский филиал) Аушигерская ГЭС – Кабардино-Балкарский филиал ОАО «МРСК Северного Кавказа |        |   |   |                |
| 37   | 4.1    | Аушигерская ГЭС                                   | ВЛ-110 кВ, Л-189<br>Аушигерская ГЭС<br>(РусГидро)           | СЭТ-4ТМ.03     |
| 38   | 4.2    | Аушигерская ГЭС                                   | ВЛ-110 кВ, Л-193<br>Аушигерская ГЭС<br>(РусГидро)           | СЭТ-4ТМ.03     |

| 1   | 2   | 3   | 4   | 5          |
|---|-----|---|---|------------|
| 39  | 4.3 | Аушигерская ГЭС                               | ВЛ-110 кВ, Л-192<br>Аушигерская ГЭС<br>(РусГидро)           | СЭТ-4ТМ.03 |
| 40  | 4.4 | Аушигерская ГЭС                               | Обходной выключатель М-2<br>Аушигерская ГЭС (Рус-<br>Гидро) | СЭТ-4ТМ.03 |
| 41  | 4.5 | Аушигерская ГЭС,<br>КРУ-10 кВ                 | ВЛ-10 кВ, Ф-101<br>Аушигерская ГЭС                          | СЭТ-4ТМ.03 |
| 42  | 4.6 | КТП4-1  | ВЛ-10 кВ, Ф-1010<br>Аушигерская ГЭС ГРУ<br>(плотина)        | СЭТ-4ТМ.03 |
| 43  | 4.7 | КТП4-2  | ВЛ-10 кВ, Ф-403<br>Аушигерская ГЭС ГРУ<br>(плотина)         | СЭТ-4ТМ.03 |
| ОАО «РусГидро» (Кабардино-Балкарский филиал) Кашхатау ГЭС – Кабардино-Балкарский филиал<br>ОАО «МРСК Северного Кавказа»   |     |   |   |            |
| 44  | 5.1 | Кашхатау ГЭС                                  | ВЛ-110 кВ Л-102 Кашхатау<br>ГЭС                             | СЭТ-4ТМ.03 |
| 45  | 5.2 | Кашхатау ГЭС                                  | ВЛ-110 кВ Л-193 Кашхатау<br>ГЭС                             | СЭТ-4ТМ.03 |
| 46  | 5.3 | Кашхатау ГЭС                                  | ВЛ-110 кВ Л-190 Кашхатау<br>ГЭС                             | СЭТ-4ТМ.03 |
| 47  | 5.4 | Кашхатау ГЭС                                  | Обходной выключатель М-2<br>Кашхатау ГЭС                    | СЭТ-4ТМ.03 |
| 48  | 5.5 | Кашхатау ГЭС;<br>КРУ-10 кВ                    | ВЛ-10 кВ, Ф-1010 Кашха-<br>тау ГЭС                          | СЭТ-4ТМ.03 |
| 49  | 5.6 | КТПСН ГУ Кашхатау ГЭС                         | ВЛ-10 кВ, Ф-400<br>Кашхатау ГЭС                             | СЭТ-4ТМ.03 |
| 50  | 5.7 | КТПСН ГУ Кашхатау ГЭС                         | ВЛ-10 кВ, Ф-102<br>Кашхатау ГЭС                             | СЭТ-4ТМ.03 |
| ОАО «РусГидро» (Кабардино-Балкарский филиал) Баксанская ГЭС – Кабардино-Балкарский филиал<br>ОАО «МРСК Северного Кавказа» |     |   |   |            |
| 51  | 6.1 | Баксанская ГЭС                                | ВЛ-110 кВ, Л-3 Баксанская<br>ГЭС (РусГидро)                 | СЭТ-4ТМ.03 |
| 52  | 6.2 | Баксанская ГЭС                                | ВЛ-110 кВ, Л-4 Баксанская<br>ГЭС (РусГидро)                 | СЭТ-4ТМ.03 |
| 53  | 6.3 | Баксанская ГЭС                                | ВЛ-110 кВ, Л-37 Баксан-<br>ская ГЭС (РусГидро)              | СЭТ-4ТМ.03 |
| 54  | 6.4 | Баксанская ГЭС                                | ВЛ-110 кВ, Л-210 Баксан-<br>ская ГЭС (РусГидро)             | СЭТ-4ТМ.03 |
| 55  | 6.5 | Баксанская ГЭС                                | ВЛ-110 кВ, Л-211 Баксан-<br>ская ГЭС (РусГидро)             | СЭТ-4ТМ.03 |
| 56  | 6.6 | ЩПТ-0,22 кВ,<br>Баксанская ГЭС                | ТСН-101 ст. 0,22 кВ Бак-<br>санская ГЭС (РусГидро)          | СЭТ-4ТМ.03 |
| 57  | 6.7 | ЗРУ-0,22 кВ, Баксанская<br>ГЭС, ГРУ (плотина) | Баксанская ГЭС;<br>ЗРУ (плотина) – 0,22 кВ<br>(РусГидро)    | СЭТ-4ТМ.03 |

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 2$  ч;
- УСВ-2 среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 2$  ч.

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика.

Возможность корректировки часов в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- ИВК - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.



Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа»

| Наименование  | Количество |
|---|------------|
| Трансформаторы тока ТФЗМ-110Б (Госреестр № 2793-88)                                 | 9 шт.      |
| Трансформатор тока ТВЛМ-10 (Госреестр № 1856-63)                                    | 4 шт.      |
| Трансформатор тока ТФН-35М (Госреестр № 3690-73)                                    | 4 шт.      |
| Трансформатор тока ТФНД-110 (Госреестр № 2793-71)                                   | 6 шт.      |
| Трансформатор тока ТПЛ-10 (Госреестр № 1276-59)                                     | 2 шт.      |
| Трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1 (Госреестр № 14205-94)                       | 6 шт.      |
| Трансформатор напряжения НТМИ-10-66 (Госреестр № 831-69)                            | 1 шт.      |
| Трансформатор напряжения НКФ110-83У1 (Госреестр № 1188-84)                          | 3 шт.      |
| Трансформатор напряжения НАМИ-10 (Госреестр № 11094-87)                             | 2 шт.      |
| Трансформатор напряжения с заводским обозначением ЗНОМ-35 (Госреестр № 912-54)      | 6 шт.      |
| Трансформатор напряжения НКФ-110 (Госреестр № 26452-04)                             | 6 шт.      |
| Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03 (Госреестр № 27524-04) | 10 шт.     |
| Устройство синхронизации системного времени УСВ-2 (Госреестр № 41681-10)            | 1 шт.      |
| ПО «Пирамида 2000»  | 1 шт.      |
| Методика поверки  | 1 шт.      |
| Руководство по эксплуатации   | 1 шт.      |
| Формуляр  | 1 шт.      |

### Поверка

осуществляется по документу МП 51934-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

– ТТ – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

– ТН – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- Счетчик СЭТ-4ТМ.03– в соответствии с методикой поверки ИЛГШ 411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ 411152.124 РЭ. Методика поверки;

– УСВ-2 – по документу ИВК «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000МП»;

Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в государственном реестре средств измерений № 27008-04.

Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Изложены в документе «Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа».

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа»**

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».  
ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».  
ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».  
ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Кабардино-Балкарского филиала ОАО «МРСК Северного Кавказа».

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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Закрытое акционерное общество Инженерно-техническая фирма «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8

Почтовый адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8, а/я 14

Тел./факс: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68

E-mail: [st@sicon.ru](mailto:st@sicon.ru) , [www.sicon.ru](http://www.sicon.ru)

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз» ООО «Техносоюз»

Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9

Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Летниковская, д.11/10, строение 4, 2 этаж

Тел.: (495) 258-45-35

Факс: (495) 363-48-69

E-mail: [info@t-souz.ru](mailto:info@t-souz.ru) , [www.t-souz.ru](http://www.t-souz.ru)

**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»

(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8 (495) 437-55-77

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

**Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

м.п. «\_\_»\_\_\_\_\_2012 г.