

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» февраля 2021 г. №185

Регистрационный № 66146-16

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, состоящей из двадцати измерительных каналов (ИК).

Измерительные каналы АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37288-08 (Рег. № 37288-08), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УССВ-2 (Рег. № 54074-13), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД) с установленным серверным программным обеспечением ПО «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

периодический (не реже одного раза в сутки) 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 Коммерческому оператору торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности и в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности;

предоставление дистанционного доступа к результатам и средствам измерений по запросу Коммерческого оператора торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей);

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

передача журналов событий счетчиков в базу данных ИВК.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измеренной информации, ее накопление и передача при помощи технических средств приема-передачи данных на верхний уровень системы (ИВК).

На верхнем уровне системы производится формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Информация с сервера ИВК может быть получена на автоматизированные рабочие места (АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

Формирование и передача данных участникам и инфраструктурным организациям оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронной цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером БД по каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения электроэнергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя источник сигналов эталонного времени на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УССВ, часы УСПД, сервера БД и счетчиков. Шкала времени УСПД синхронизирована с шкалой времени УССВ-2, сличение один раз в час, синхронизация осуществляется при расхождении шкалы времени более ± 1 с. УСПД осуществляет синхронизацию шкалы времени часов сервера БД и счетчиков. Сличение шкалы времени сервера БД и шкалы времени УСПД осуществляется при каждом обращении к УСПД, корректировка шкалы времени часов сервера БД осуществляется при расхождении с шкалой времени УСПД более ± 2 с. Сличение шкалы времени часов счетчиков с шкалой времени УСПД происходит не реже одного раза в сутки, корректировка шкалы времени часов счетчиков происходит при расхождении со шкалой времени УСПД более ± 2 с.

Журналы событий УСПД, сервера БД и счетчиков отражают факты событий коррекции шкалы времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величину коррекции шкалы времени, на которое было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входят ПО счетчиков, ПО сервера ИВК, УСПД, ПО АРМ на основе пакета программ «АльфаЦЕНТР» (ПО «АльфаЦЕНТР»).

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

Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения «АльфаЦЕНТР»

| Идентификационные данные (признаки) | Значение |
|---|----------------------------------|
| 1 | 2 |
| Идентификационное наименование ПО | ПО «АльфаЦЕНТР» |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | не ниже 12 |
| Цифровой идентификатор ПО (MD5) | 3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54 |
| Другие идентификационные данные | ac_metrology.dll |

Метрологические и технические характеристики

Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

| № ИК | Наименование ИК | Состав первого и второго уровней ИК | | | |
|------|--|--|---|---|--|
| | | Трансформатор тока | Трансформатор напряжения | Счетчик электрической энергии | ИВКЭ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1.1 | Угличская ГЭС, ВЛ 220 кВ, Угличская ГЭС - Венера | ТФЗМ 220Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 79525-20 | VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 37847-08 | A1802RAL-P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | RTU 325 Рег. № 37288-08, УССБ-2 Рег. № 54074-13 |
| 1.2 | Угличская ГЭС, ВЛ 220 кВ, Угличская ГЭС - Вега | ТФЗМ 220Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 79525-20 | VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 37847-08 | A1802RAL-P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |
| 1.3 | Угличская ГЭС, ВЛ 220 кВ, Угличская ГЭС - Ярославская | SAS 245 кл.т 0,2 Ктт = 600/5 Рег. № 25121-03 | VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 37847-08 | A1802RAL-P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |
| 1.4 | Угличская ГЭС, ВЛ 220 кВ, Угличская ГЭС - Заря I цепь | ТФЗМ 220Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 79525-20 | VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 37847-08 | A1802RAL-P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |
| 1.5 | Угличская ГЭС, ВЛ 220 кВ, Угличская ГЭС - Заря II цепь | ТФЗМ 220Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 79525-20 | VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 37847-08 | A1802RAL-P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |
| 1.14 | Угличская ГЭС, ГРУ 13,8 кВ Г1Г | ТЛШ-15 кл.т 0,2S Ктт = 4000/5 Рег. № 47957-11 | UGE 17.5 кл.т 0,2 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 25475-11 | A1802RAL-P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|------|---|--|---|---|--|
| 1.15 | Угличская ГЭС, ГРУ 13,8 кВ Г2Г | ТЛШ-15 кл.т 0,2S Ктт = 4000/5 Рег. № 47957-11 | UGE 17.5 кл.т 0,2 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 25475-11 | A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | RTU 325 Рег. № 37288-08, УССБ-2 Рег. № 54074-13 |
| 1.40 | Угличская ГЭС, ГРУ 13,8 кВ Р3Т | ТПОЛ20 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 5716-76 | ЗНОЛ-ЭК-15М2 кл.т 0,5 Ктн = $(15000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 47583-11 | A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |
| 3.1 | Рыбинская ГЭС, ВЛ-220 кВ Рыбинская ГЭС - Пошехонье № 1 | SAS 245 кл.т 0,2 Ктт = 1200/5 Рег. № 25121-07 | TEMP 245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 25474-03 | A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | RTU 325 Рег. № 37288-08, УССБ-2 Рег. № 54074-13 |
| 3.2 | Рыбинская ГЭС, ВЛ-220 кВ Рыбинская ГЭС - Пошехонье № 2 | SAS 245 кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 Рег. № 25121-07 | TEMP 245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 25474-03 | A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |
| 3.3 | Рыбинская ГЭС, ВЛ-220 кВ Рыбинская ГЭС - Сатурн | SAS 245 кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 Рег. № 25121-07 | TEMP 245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 25474-03 | A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |
| 3.4 | Рыбинская ГЭС, ВЛ-220 кВ Рыбинская ГЭС - Венера | SAS 245 кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 Рег. № 25121-07 | TEMP 245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 25474-03 | A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |
| 3.5 | Рыбинская ГЭС, ВЛ 110 кВ Щербаковская 1 | ТФЗМ 110Б-I ХЛ1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 79525-20 | НКФ-110-II-Y1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 76883-19 | A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |
| | | | НКФ-110-57 Y1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-94 | | |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|------|---|--|--|---|--|
| 3.6 | Рыбинская ГЭС, ВЛ 110 кВ Щербаковская 2 | ТФЗМ 110Б-I ХЛ1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 79525-20 | НКФ-110-II-Y1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 76883-19 НКФ-110-57 Y1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-94 | A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | RTU 325 Рег. № 37288-08, УСЦБ-2 Рег. № 54074-13 |
| 3.10 | Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 1Г | ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S Ктт = 4000/5 Рег. № 64182-16 | UGE 17.5 кл.т 0,2 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 25475-11 | A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |
| 3.11 | Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 2Г | ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S Ктт = 4000/5 Рег. № 47957-11 | UGE 17.5 кл.т 0,2 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 25475-11 | A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |
| 3.12 | Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 3Г | ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S Ктт = 4000/5 Рег. № 64182-16 | ЗНОЛ-ЭК-15 кл.т 0,2 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 47583-11 | A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |
| 3.13 | Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 4Г | ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S Ктт = 4000/5 Рег. № 64182-16 | UGE 17.5 кл.т 0,2 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 55007-13 | A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |
| 3.14 | Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 5Г | ТШЛ-20 кл.т 0,2S Ктт = 4000/5 Рег. № 47958-11 | ЗНОЛ-ЭК-15 кл.т 0,2 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 47583-11 | A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |
| 3.15 | Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 6Г | ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S Ктт = 4000/5 Рег. № 21255-08 | ЗНОЛ-ЭК-15 кл.т 0,2 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 47583-11 | A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11 | |

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

| Номер ИК | cosφ | Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, % | | | |
|--|------|--|---|---|--|
| | | δ ₁₍₂₎ %, | δ ₅ %, | δ ₂₀ %, | δ ₁₀₀ %, |
| | | I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ % | I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ % | I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ % | I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1.14, 1.15, 3.2 - 3.4, 3.10, 3.11, 3.14, 3.15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2) | 1,0 | ±0,9 | ±0,5 | ±0,4 | ±0,4 |
| | 0,9 | ±1,0 | ±0,6 | ±0,5 | ±0,5 |
| | 0,8 | ±1,1 | ±0,8 | ±0,6 | ±0,6 |
| | 0,5 | ±1,8 | ±1,3 | ±1,0 | ±1,0 |
| 1.1, 1.2, 1.4, 1.5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2) | 1,0 | - | ±1,7 | ±0,9 | ±0,7 |
| | 0,9 | - | ±2,2 | ±1,2 | ±0,9 |
| | 0,8 | - | ±2,8 | ±1,5 | ±1,0 |
| | 0,5 | - | ±5,3 | ±2,7 | ±1,9 |
| 1.40, 3.5, 3.6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5) | 1,0 | - | ±1,8 | ±1,0 | ±0,8 |
| | 0,9 | - | ±2,3 | ±1,3 | ±1,2 |
| | 0,8 | - | ±2,8 | ±1,6 | ±0,6 |
| | 0,5 | - | ±5,4 | ±2,9 | ±2,2 |
| 1.3, 3.1, 3.12, 3.13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2) | 1,0 | - | ±0,9 | ±0,5 | ±0,4 |
| | 0,9 | - | ±1,0 | ±0,6 | ±0,5 |
| | 0,8 | - | ±1,2 | ±0,7 | ±0,6 |
| | 0,5 | - | ±2,0 | ±1,2 | ±1,0 |
| Номер ИК | cosφ | Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, % | | | |
| | | δ ₁₍₂₎ %, | δ ₅ %, | δ ₂₀ %, | δ ₁₀₀ %, |
| | | I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ % | I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ % | I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ % | I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1.14, 1.15, 3.2 - 3.4, 3.10, 3.11, 3.14, 3.15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2) | 0,8 | ±1,8 | ±1,2 | ±1,0 | ±1,0 |
| | 0,5 | ±1,3 | ±0,9 | ±0,8 | ±0,8 |
| 1.1, 1.2, 1.4, 1.5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2) | 0,8 | - | ±4,4 | ±2,5 | ±1,9 |
| | 0,5 | - | ±2,7 | ±1,7 | ±1,5 |
| 1.40, 3.5, 3.6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5) | 0,8 | - | ±4,5 | ±2,6 | ±2,1 |
| | 0,5 | - | ±2,7 | ±1,8 | ±1,6 |
| 1.3, 3.1, 3.12, 3.13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2) | 0,8 | - | ±1,9 | ±1,2 | ±1,0 |
| | 0,5 | - | ±1,4 | ±0,9 | ±0,8 |
| Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, (±Δ), с | | | | | 5 |

Продолжение таблицы 3

| |
|--|
| <p>Примечания:</p> <p>1 Погрешность измерений электрической энергии $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$.</p> <p>2 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>3 В качестве характеристик относительной погрешности измерений электроэнергии и средней мощности указаны границы интервала, соответствующее доверительной вероятности, равной 0,95.</p> <p>4 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ-2 на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном собственником порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p> <p>5 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, - активная, реактивная.</p> |
|--|

Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

| Наименование характеристики | Значение |
|---|--|
| 1 | 2 |
| <p>Нормальные условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков активной и реактивной энергии | <p>от 99 до 101</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,87</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>от +21 до +25</p> |
| <p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц | <p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,5</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> |
| <p>диапазон рабочих температур окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - УСПД - УССВ-2 | <p>от -40 до +50</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от -10 до +60</p> <p>от -10 до +55</p> |

Продолжение таблицы 4

| | |
|--|--|
| <p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>УССВ-2: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>УСПД RTU-325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>ИВК: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p> | <p>120000 2 74500 2 40000 1 100000 1</p> |
| <p>Глубина хранения информации счетчики электроэнергии Альфа А1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, УСПД RTU-325: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p> | <p>300 3 3,5</p> |

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 ОРЭМ по электронной почте.

Регистрация событий:

– в журнале событий счетчика и УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

– механическая защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД.

Защита информации на программном уровне:

– результатов измерений (при передаче, возможность использования электронной цифровой подписи);

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

| Наименование | Обозначение | Количество, шт |
|---|-----------------------|-------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Трансформаторы тока | ТФЗМ 220Б-III У1 | 12 |
| Трансформаторы тока шинные | ТЛШ-15 | 6 |
| Трансформаторы тока | ТПОЛ20 | 3 |
| Трансформаторы тока | SAS 245 | 15 |
| Трансформаторы тока | ТФЗМ 110Б-I ХЛ1 | 6 |
| Трансформаторы тока проходные | ТПЛ-20 | 3 |
| Трансформаторы тока | ТШЛ-20-1 | 15 |
| Трансформаторы напряжения емкостные | VCU-245 | 6 |
| Трансформаторы напряжения | ЗНОЛ-ЭК-15М2 | 6 |
| Трансформаторы напряжения емкостные | ТЕМР 245 | 6 |
| Трансформаторы напряжения | НКФ-110-II-У1 | 5 |
| Трансформаторы напряжения | НКФ-110-57 У1 | 1 |
| Трансформаторы напряжения | UGE 17.5 | 15 |
| Трансформаторы напряжения | ЗНОЛ-ЭК-15 | 9 |
| Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные | A1802RAL-P4G-DW-4 | 20 |
| Сервер БД | HP ProLiant DL20 Gen9 | 1 |
| Устройства сбора и передачи данных | RTU-325 | 2 |
| Устройства синхронизации системного времени | УССВ-2 | 2 |
| ПО | ПО «АльфаЦЕНТР» | 1 |
| Методика поверки | РТ-МП-3935-500-2016 | 1 |
| Паспорт – формуляр | БЕКВ.422231.091.ПФ | 1 |

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС».

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «РЕГИОНАЛЬНАЯ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭНЕРГОКОМПАНИЯ - СОЮЗ»
(ЗАО «РИТЭК-СОЮЗ»)

ИНН 2309005375

Адрес (юридический): 350033, г. Краснодар, Ставропольская, 2

Адрес: 350080, г. Краснодар, Демуса, 50

Телефон (Факс): +7 (861) 260-48-00/ 260-48-14

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «МЕТРОПРО»
(ООО «МЕТРОПРО»)
ИНН 9725008050

Адрес 115280, г. Москва, ул. Автозаводская, дом 17, корпус 3, офис К 1
Телефон: +7 (499) 380-73-04

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон (факс): +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: <http://www.rostest.ru>

E-mail: info@rostest.ru

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области
обеспечения единства измерений Росаккредитации