

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Зейской ГЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Зейской ГЭС предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и средней электрической мощности, вырабатываемой и потребляемой Зейской ГЭС, в целях коммерческого учета электрической энергии.

Описание средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Зейской ГЭС (далее – «АИИС КУЭ» или «система») содержит 36 измерительных каналов (ИК), каждый из которых включает в себя измерительно-информационный комплекс (ИИК) точки учета - совокупность технических средств измерения активной и реактивной энергии и мощности

Каждый ИИК точки учета содержит:

- первичные измерительные преобразователи - измерительные трансформаторы тока и напряжения и их вторичные цепи;
- счетчик электрической энергии - средство измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности.

Измерение электроэнергии счетчиком основано на интегрировании по времени электрической мощности в контролируемом присоединении.

Значение электроэнергии за заданный промежуток времени определяют считыванием информации со счетчика, которое производится автоматически. Счетчики также снабжены дисплеем для визуального контроля измерительной информации.

Измерение средней мощности основано на измерении электроэнергии за установленный интервал времени (как правило, 30 минут) и последующего расчета значения мощности, как отношения результата измерения электроэнергии к длительности временного интервала.

При измерениях получаемая счетчиками измерительная информация передается на вышестоящий уровень системы для автоматизированного накопления, обработки, хранения, представления в нужных формах и передачи полученных данных на другие уровни.

Система выполнена двухуровневой с распределенной функцией измерения и централизованным управлением процессами сбора, обработки и представления измерительной информации:

- 1-й уровень - уровень измерений - ИИК точек учета электроэнергии;
- 2-й уровень - информационный уровень - измерительно-информационный комплекс (ИВК) – сервер базы данных (БД) с установленной многопользовательской версией программного обеспечения (ПО). К серверу подключено три автоматизированных рабочих места (АРМ) оператора системы.

Система также включает в себя СОЕВ - систему обеспечения единого времени, которая выполняет функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики, обеспечивает выполнение автоматической синхронизации времени на всех уровнях АИИС КУЭ

В СОЕВ входят все средства измерений времени (часы счетчиков, ИВК) и устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе GPS-приемника. От УССВ синхронизируются внутренние часы ИВК, а от них – внутренние часы счетчиков.

Основные функции системы:

- измерение активной и реактивной (интегрированной реактивной мощности) электрической энергии;
- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности (или на интервалах времени, кратных 30 минутам);
- измерение времени и интервалов времени, включая автоматическую коррекцию времени (ведение единого времени);
- измерение напряжения и тока;
- автоматический сбор (периодический получасовой и/или по запросу) измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета и привязкой к единому времени;
- хранение информации об измеренных величинах в базе данных сервера АИИС КУЭ;
- формирование отчетных документов и расчет учетных показателей;
- отправку измерительной и учетной информации смежным субъектам ОРЭ;
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, состояниям объектов и средств измерений;
- защиту технических и программных средств и информационного обеспечения (данных) от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;
- диагностику работы технических средств и программного обеспечения;
- регистрацию и мониторинг событий (событий счетчиков, регламентных действий персонала, нарушений в системе информационной защиты и др.);

Конструктивно система включает в себя ряд обособленных узлов, соединяемых каналами связи. Измерительные трансформаторы тока и напряжения 35, 220 и 500 кВ – открытой установки, размещены на объектах учета. Измерительные трансформаторы тока и напряжения 15 кВ и ниже, ИВК и коммутационное оборудование установлены в шкафах, расположенных в специальных помещениях.

Надежность системных решений обеспечена на каждом уровне.

Механическая устойчивость к внешним воздействиям обеспечивается защитой кабельной системы путем использования кабельных коробов, гофро- и металлорукавов, стяжек, пломбируемых кросс-коробок для монтажа кабельных соединений. Технические средства системы размещают в шкафах со степенью защиты не ниже IP51. Предусмотрена механическая защита от несанкционированного доступа, включая ограничение доступа в помещения, а также пломбирование технических средств системы.

Радиоэлектронная защита интерфейсов обеспечивается путем применения экранированных кабелей. Экранирующие оболочки заземляют в точке заземления шкафов.

Защита информации от разрушений при авариях и сбоях в электропитании системы обеспечивается применением в составе системы устройств, оснащенных энергонезависимой памятью, а также источников бесперебойного питания (в ИИК и ИВК). Предусмотрен самостоятельный запуск ИВК после возобновления электропитания.

Защита информации от несанкционированного доступа на программном уровне обеспечивается ограничением доступа к информации только по паролям, с заранее определенных рабочих мест. Электрические события (параметрирование, коррекция времени, включение и отключение питания и пр.) регистрируются в журналах событий счетчиков и ИВК.

Перечень измерительных каналов системы с указанием измерительных компонентов представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов системы

| № ИК | Наименование присоединения | ТТ | ТН | Счетчик |
|------|---|--|--|-------------------------|
| 1 | Генератор Г 1 | ТШЛ–20Б (3 шт.) Коэф. тр. 10000/5 КТ 0,2 | EPR20Z (3 шт.) Коэф.тр. 15750/√3/100/√3 КТ 0,2 | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 2 | Генератор Г 2 | ТШЛ–20Б (3 шт.) Коэф. тр. 10000/5 КТ 0,2 | EPR20Z (3 шт.) Коэф.тр. 15750/√3/100/√3 КТ 0,2 | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 3 | Генератор Г 3 | ТШЛ–20Б (3 шт.) Коэф. тр. 10000/5 КТ 0,2 | EPR20Z (3 шт.) Коэф.тр. 15750/√3/100/√3 КТ 0,2 | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 4 | Генератор Г 4 | ТШЛ–20Б (3 шт.) Коэф. тр. 10000/5 КТ 0,2 | TJS 6-G (3 шт.) Коэф.тр. 15750/√3/100/√3 КТ 0,2 | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 5 | Генератор Г 5 | ТШЛ–20Б (3 шт.) Коэф. тр. 10000/5 КТ 0,2 | TJS 6-G (3 шт.) Коэф.тр. 15750/√3/100/√3 КТ 0,2 | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 6 | Генератор Г 6 | ТШЛ–20Б (3 шт.) Коэф. тр. 10000/5 КТ 0,2 | TJS 6-G (3 шт.) Коэф.тр. 15750/√3/100/√3 КТ 0,2 | ION8600 КТ 0,2S/0,2S |
| 7 | ВЛ-500 кВ «Зейская ГЭС – Амурская» (Л-501) | ТРН–500 (6 шт.) Коэф. тр. 1000/1 КТ 0,5 | CPB550 (3 шт.) Коэф.тр. 500000/√3/100/√3 КТ 0,2 | ION8600 КТ 0,2S/0,2S |
| 8 | Автотрансформатор 1АТ Сторона 220 кВ | ТВТ-220 (3 шт.) Коэф. тр. 1500/1 КТ 0,5 | CPB245 (3 шт.) Коэф.тр. 220000/√3/100/√3 КТ 0,2 | ION8600 КТ 0,2S/0,2S |
| 9 | ВЛ -220 кВ «Зейская ГЭС – Светлая 1» (Л-201) | ТФНД–220 (3 шт.) Коэф. тр. 1000/1 КТ 0,5 | CPB245 (3 шт.) Коэф.тр. 220000/√3/100/√3 КТ 0,2 | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 10 | ВЛ- 220 кВ «Зейская ГЭС – Светлая 2» (Л-200) | ТФНД–220 (3 шт.) Коэф. тр. 1000/1 КТ 0,5 | CPB245 (3 шт.) Коэф.тр. 220000/√3/100/√3 КТ 0,2 | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 11 | ВЛ -220 кВ «Зейская ГЭС – Призейская» (Л-208) | ТФНД–220 (3 шт.) Коэф. тр. 1000/1 КТ 0,5 | Из состава канала 10 | ION8600 КТ 0,2S/0,2S |
| 12 | Обходной выключатель ОВ-1 | ТФНД–220 (3 шт.) Коэф. тр. 1000/1 КТ 0,5 | CPB245 (3 шт.) Коэф.тр. 220000/√3/100/√3 КТ 0,2 | ION8300 КТ 0,2/0,2 |

| № ИК | Наименование присоединения | ТТ | ТН | Счетчик |
|------|--|--|---|-------------------------|
| 13 | Обходной выключатель ОВ-2 | ТФНД-220 (3 шт.) Коэф. тр. 1000/1 КТ 0,5 | Из состава канала 12 | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 14 | ВЛ -220 кВ «Зейская ГЭС – Электростанция п. Светлый» (Л-202) | ТФЗМ-220Б (3 шт.) Коэф. тр. 500/1 КТ 0,5 | Из состава канала 10 | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 15 | Агрегатные собственные нужды 51Т 0,4 кВ | ТШП-0,66 (3 шт.) Коэф. тр. 400/5 КТ 0,5S | Прямое включение | ION8600 КТ 0,2S/0,2S |
| 16 | Агрегатные собственные нужды 52Т 0,4 кВ | ТШП-0,66 (3 шт.) Коэф. тр. 400/5 КТ 0,5S | Прямое включение | ION8600 КТ 0,2S/0,2S |
| 17 | Агрегатные собственные нужды 53Т 0,4 кВ | ТШП-0,66 (3 шт.) Коэф. тр. 400/5 КТ 0,5S | Прямое включение | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 18 | Агрегатные собственные нужды 54Т 0,4 кВ | ТШП-0,66 (3 шт.) Коэф. тр. 400/5 КТ 0,5S | Прямое включение | ION8600 КТ 0,2S/0,2S |
| 19 | Агрегатные собственные нужды 55Т 0,4 кВ | ТШП-0,66 (3 шт.) Коэф. тр. 400/5 КТ 0,5S | Прямое включение | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 20 | Агрегатные собственные нужды 56Т 0,4 кВ | ТШП-0,66 (3 шт.) Коэф. тр. 400/5 КТ 0,5S | Прямое включение | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 21 | Трансформатор собственных нужд 21Т 15,75 кВ | ТВ-110 (3 шт.) Коэф. тр. 400/5 КТ 0,2 | EPR20Z (3 шт.) Коэф.тр. $15750/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,2 | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 22 | Трансформатор собственных нужд 22Т 15,75 кВ | ТВ-110 (3 шт.) Коэф. тр. 400/5 КТ 0,2 | EPR20Z (3 шт.) Коэф.тр. $15750/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,2 | ION8600 КТ 0,2S/0,2S |
| 23 | Трансформатор собственных нужд 23Т 15,75 кВ | ТВ-110 (3 шт.) Коэф. тр. 400/5 КТ 0,2 | TJS 6-G (×3) Коэф.тр. $15750/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,2 | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 24 | КРУ-6 кВ, 1 секция ячейка №3 (хознужды) | ТВЛМ-10 (3 шт.) Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5 | НТМИ-6 Коэф.тр. 6000/100 КТ 0,5 | ION6200 КТ 0,5/0,5 |
| 25 | КРУ-6 кВ, 2 секция ячейка №32 (хознужды) | ТВЛМ-10 (3 шт.) Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5 | НТМИ-6-66 Коэф.тр. 6000/100 КТ 0,5 | ION6200 КТ 0,5/0,5 |
| 26 | ВЛ-35 кВ «Энергия-Базовая» - № 1 | ТОЛ-35 (3 шт.) Коэф. тр. 600/5 КТ 0,2S | НАМИ-35 Коэф.тр. 35000/100 КТ 0,5 | ION8600 КТ 0,2S/0,2S |

| № ИК | Наименование присоединения | ТТ | ТН | Счетчик |
|------|---|--|---|-------------------------|
| 27 | ВЛ-35 кВ «Энергия-Базовая» - № 2 | ТОЛ-35 (3 шт.) Коэф. тр. 600/5 КТ 0,2S | НАМИ-35 Коэф.тр. 35000/100 КТ 0,5 | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 28 | Электрокотельная п. Светлый, КРУ 6 кВ, 1 секция шин | ТЛШ-10 (3 шт.) Коэф. тр. 3000/5 КТ 0,5 | НТМИ-6-66 Коэф.тр. 6000/100 КТ 0,5 | ION6200 КТ 0,5/0,5 |
| 29 | Электрокотельная п. Светлый, КРУ 6 кВ, 2 секция шин | ТЛШ-10 (3 шт.) Коэф. тр. 3000/5 КТ 0,5 | НТМИ-6-66 Коэф.тр. 6000/100 КТ 0,5 | ION6200 КТ 0,5/0,5 |
| 30 | Электрокотельная п. Светлый, КРУ 6 кВ, 3 секция шин | ТЛШ-10 (3 шт.) Коэф. тр. 3000/5 КТ 0,5 | НАМИТ-10-2 Коэф.тр. 6000/100 КТ 0,5 | ION6200 КТ 0,5/0,5 |
| 31 | Электрокотельная п. Светлый, КРУ 6 кВ, 4 секция шин | ТЛШ-10 (3 шт.) Коэф. тр. 3000/5 КТ 0,5 | НАМИТ-10-2 Коэф.тр. 6000/100 КТ 0,5 | ION6200 КТ 0,5/0,5 |
| 32 | Ввод «Электрокотельная п. Временный» 6 кВ | ТПОЛ-10 (3 шт.) Коэф. тр. 600/5 КТ 0,5 | НТМИ-6-66 Коэф.тр. 6000/100 КТ 0,5 | ION8300 КТ 0,2/0,2 |
| 33 | Ввод «Электрокотельная п. Временный» 0,4 кВ | ТКЛМ-0,5 (3 шт.) Коэф. тр. 300/5 КТ 0,5 | Прямое включение | ION8600 КТ 0,2S/0,2S |
| 34 | ВЛ-500 кВ «Зейская ГЭС – Амурская №2» (Л-502) | IOSK550 (3 шт.) Коэф. тр. 1000/1 КТ 0,2S | ТЕМР550 (6 шт.) Коэф.тр. 500000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,2 | ION8600 КТ 0,2S/0,2S |
| 35 | Реактор Р502 ВЛ-500 кВ «Зейская ГЭС – Амурская №2» | IOSK550 (3 шт.) Коэф. тр. 1000/1 КТ 0,2S | Из состава канала 34 | ION8600 КТ 0,2S/0,2S |
| 36 | ВЛ-220 кВ «Зейская ГЭС - Магдагачи» (Л-203) | IOSK245 (3 шт.) Коэф. тр. 1000/1 КТ 0,2S | ТЕМР245 (3 шт.) Коэф.тр. 220000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ КТ 0,2 | ION8600 КТ 0,2S/0,2S |

Примечания: 1) класс точности счетчиков электронных ION по реактивной энергии указан условно, исходя из того, что счетчик использует один и тот же массив выборки измерительных данных для определения как активной, так и реактивной энергии (стандарт на счетчики с погрешностью по реактивной энергии менее 1% отсутствует);

2) коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения указаны как отношение линейных напряжений трехфазной сети; фазные напряжения на обмотках меньше линейных в $\sqrt{3}$ раз.

Программное обеспечение

В системе используется информационно-вычислительный комплекс для учета электрической энергии «Энергосфера». Номер версии программного обеспечения 6.2. Программное обеспечение (ПО) предназначено для сбора, хранения и автоматизированной передачи результатов измерений каждого счетчика электрической энергии на верхние уровни системы.

ПО внесено в Госреестр в составе Программно-технического комплекса «ЭКОМ» № 19542-05.

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

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния на метрологические характеристики, указанные ниже в таблице 3, нет.

Идентификационные данные метрологически значимого программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

| Наименование ПО | Идентификационное наименование ПО | Номер версии ПО | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма) | Алгоритм вычисления контрольной суммы |
|-----------------|-----------------------------------|-----------------|---|---------------------------------------|
| Сервер опроса | PSO.exe | 6.2.81.1358 | d3494b7a8eda2ea098441d289a3dab1a | MD5 |

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики системы

| Наименование характеристики | Значение характеристики | |
|--|--|---|
| Пределы допускаемой абсолютной разности показаний часов компонентов системы, с | ± 5 | |
| Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала при номинальном токе нагрузки (активная электрическая энергия и средняя мощность), %: | $\cos \varphi = 1$ | $\cos \varphi = 0,7$ |
| - каналы 1, 2, 3, 4, 5, 6, 21, 22, 23, 34, 35, 36 | $\pm 0,6$ | $\pm 0,9$ |
| - канал 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 33, 26, 27 | $\pm 0,9$ | $\pm 1,6$ |
| - каналы 24, 25, 28, 29, 30, 31 | $\pm 1,3$ | $\pm 2,1$ |
| - канал 32 | $\pm 1,1$ | $\pm 1,9$ |
| Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала при номинальном токе нагрузки (реактивная электрическая энергия и средняя мощность), %: | $\sin \varphi = 1$ | $\sin \varphi = 0,7$ |
| - каналы 1, 2, 3, 4, 5, 6, 21, 22, 23, 34, 35, 36 | $\pm 0,6$ | $\pm 0,9$ |
| - канал 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 33, 26, 27 | $\pm 0,9$ | $\pm 1,6$ |
| - каналы 24, 25, 28, 29, 30, 31 | $\pm 1,3$ | $\pm 2,1$ |
| - канал 32 | $\pm 1,1$ | $\pm 1,9$ |
| Номинальное напряжение на вводах системы (линейное), В | 500000 220000 35000 15000 6000 380 | каналы 7, 34, 35; каналы 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 36; каналы 26, 27; каналы 1, 2, 3, 4, 5, 6, 21, 22, 23; каналы 24, 25, 28, 29, 30, 31, 32; каналы 15, 16, 17, 18, 19, 20, 33. |
| Номинальные значения первичного тока на вводах системы, А | 10000 3000 1500 1000 600 500 400 300 150 | каналы 1, 2, 3, 4, 5, 6; канал 28, 29, 30, 31; канал 8; каналы 7, 9, 10, 11, 12, 13, 34, 36; каналы 26, 27, 32; каналы 14, 35; каналы 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23; канал 33; канал 24, 25. |

| Наименование характеристики | Значение характеристики |
|--|--|
| Показатели надежности: | |
| - среднее время восстановления, час | 8 |
| - коэффициент готовности, не менее | 0,98 |
| Условия эксплуатации: | |
| - электропитание компонентов системы | Система гарантированного питания (СГП) Зейской ГЭС (220 В 50 Гц) |
| - температура окружающего воздуха, °С: измерительные трансформаторы 15 кВ и ниже, счетчики; измерительные трансформаторы на ОРУ. | от 15 до 25 от минус 45 до 40 |
| - относительная влажность воздуха, % | от 30 до 80 |
| - атмосферное давление, кПа | от 84 до 106 |

Знак утверждения типа

наносят печатным способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в проектной документации. В комплект поставки входят техническая документация на систему и ее компоненты, методика поверки. Сведения об измерительных компонентах и их номера по Государственному реестру СИ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Измерительные компоненты системы

| Наименование | Обозначение | КТ | Кол. | Примечание |
|--------------------------|------------------|-----------|------|------------------|
| Трансформатор напряжения | EPR20Z | 0,2 | 15 | № ГР СИ 30369-05 |
| Трансформатор напряжения | TJC 6-G | 0,2 | 12 | № ГР СИ 36413-07 |
| Трансформатор напряжения | CPB550 | 0,2 | 3 | № ГР СИ 15853-96 |
| Трансформатор напряжения | CPB245 | 0,2 | 12 | № ГР СИ 15853-96 |
| Трансформатор напряжения | НАМИ-35 | 0,5 | 2 | № ГР СИ 19813-00 |
| Трансформатор напряжения | НТМИ-6-66 | 0,5 | 4 | № ГР СИ 2611-70 |
| Трансформатор напряжения | НАМИТ-10-2 | 0,5 | 2 | № ГР СИ 18178-99 |
| Трансформатор напряжения | НТМИ-6 | 0,5 | 1 | № ГР СИ 51199-12 |
| Трансформатор напряжения | TEMP245 | 0,2 | 3 | № ГР СИ 25474-03 |
| Трансформатор напряжения | TEMP550 | 0,2 | 6 | № ГР СИ 25474-03 |
| Трансформатор тока | ТЛШ-20Б | 0,2 | 18 | № ГР СИ 4016-74 |
| Трансформатор тока | ТРН-500 | 0,5 | 6 | № ГР СИ 5315-76 |
| Трансформатор тока | ТФНД-220 | 0,5 | 15 | № ГР СИ 3694-73 |
| Трансформатор тока | ТФЗМ-220Б | 0,5 | 3 | № ГР СИ 6540-78 |
| Трансформатор тока | ТШП-0,66 | 0,5S | 18 | № ГР СИ 15173-01 |
| Трансформатор тока | ТВ-110 | 0,2 | 9 | № ГР СИ 29255-05 |
| Трансформатор тока | ТОЛ-35 | 0,2S | 6 | № ГР СИ 21256-03 |
| Трансформатор тока | ТЛШ-10 | 0,5 | 12 | № ГР СИ 11077-07 |
| Трансформатор тока | ТПОЛ-10 | 0,5 | 3 | № ГР СИ 1261-02 |
| Трансформатор тока | ТВЛМ-10 | 0,5 | 6 | № ГР СИ 1856-63 |
| Трансформатор тока | ТКЛМ-0,5 | 0,5 | 3 | № ГР СИ 3066-99 |
| Трансформатор тока | IOSK245 | 0,2S | 3 | № ГР СИ 26510-09 |
| Трансформатор тока | IOSK550 | 0,2S | 6 | № ГР СИ 26510-09 |
| Трансформатор тока | TBT-220 | 0,5 | 3 | № ГР СИ 3638-73 |
| Счетчик электронный | ION8300 | 0,2/0,2 | 17 | № ГР СИ 22898-02 |
| Счетчик электронный | ION8600 | 0,2S/0,2S | 13 | № ГР СИ 22898-07 |
| Счетчик электронный | ION6200 | 0,5S/0,5S | 6 | № ГР СИ 22898-07 |
| ИБК | ПК «Энергосфера» | | 1 | № ГР СИ 19542-05 |

Поверка

осуществляется по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Зейской ГЭС. Методика поверки» МП 64-262-2013, утвержденному ФГУП «УНИИМ» в 2013 г.

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

Эталонный трансформатор тока (0,5 – 3000) А, КТ 0,05 (ИТТ 3000.5, № ГР СИ 19457-00);
Прибор сравнения с абс. погрешностью не более 0,002 % и 0,2' (КНТ-03, № ГР СИ 24719-03);
Эталонный трансформатор напряжения (5 – 15) кВ, КТ 0,1 (НЛЛ-15, № ГР СИ 5811-00);
Эталонный трансформатор напряжения 35 кВ, КТ 0,1 (НЛЛ-35, № ГР СИ 5811-00);
Эталонный трансформатор напряжения (220, 500) кВ, КТ 0,1 (NVOS-500, № ГР СИ 32397-12);
Эталонный счетчик КТ 0,1 (ZERA TPZ 308, ЦЭ6802, № ГР СИ 13548-05);
Источник сигналов точного времени: интернет-ресурс www.ntpl.vniiftri.ru.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Зейской ГЭС. Руководство по эксплуатации» 04.505.429 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Зейской ГЭС (АИИС КУЭ Зейской ГЭС)

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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций

Изготовитель

Филиал ОАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС»
676244, Амурская область, г. Зея. Тел. (41658) 2-45-31,
E-mail: inform@zges.rushydro.ru, <http://www.zges.rushydro.ru>

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «УНИИМ»)

620000, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4
тел. (343) 350-26-18, факс (343) 350-20-39
E-mail: uniim@uniim.ru, <http://uniim.ru/>

Аккредитован в соответствии с требованиями Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии и зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30005-11. Аттестат аккредитации от 03.08.2011 г.

Заместитель Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф В. Булыгин

м.п. «_____» _____ 2013 г.