



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.002.A № 45895

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система телеизмерений, телесигнализации и телеуправления на основе микропроцессорного оборудования, адаптированного с АСУ ТП ГЭС, филиала ОАО "РусГидро" – "Зейская ГЭС" (система телемеханики комплекса СОТИАССО)

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "Энергетические технологии", г. Иркутск

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 49376-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 001-2012

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 2 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от **26 марта 2012 г. № 175**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 004000

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система телеизмерений, телесигнализации и телеуправления на основе микропроцессорного оборудования, адаптированного с АСУ ТП ГЭС, филиала ОАО «РусГидро» – «Зейская ГЭС» (система телемеханики комплекса СОТИАССО)

Назначение средства измерений

Система телеизмерений, телесигнализации и телеуправления на основе микропроцессорного оборудования, адаптированного с АСУ ТП ГЭС, филиала АО «РусГидро» – «Зейская ГЭС» (система телемеханики комплекса СОТИАССО) (далее по тексту – СТИ ЗеГЭС), (г. Зея, Амурской области), предназначена для телеизмерений, автоматизированного сбора и обработки дискретных телесигналов о состоянии и режимах работы основного и сетевого электрооборудования Зейской ГЭС, контроля и удаленного управления режимами работы энергетического оборудования, процессами генерации и распределения электроэнергии, для организации обмена информацией с существующей смежной АСУ ТП ЗеГЭС, для автоматизированного сбора, обработки и передачи полученной информации на верхние уровни диспетчерского управления – в СОТИАССО (Систему обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного Оператора) – на диспетчерские пункты филиалов ОАО «СО ЕЭС» – Амурское РДУ и ОДУ Востока.

СТИ ЗеГЭС представляет собой многофункциональную, многоуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией непрерывного измерения следующих электрических величин:

- действующих значений фазных токов I_A, I_B, I_C и среднего по трем фазам действующего значения силы электрического тока I_{CP} ;
- действующих значений фазных U_A, U_B, U_C и линейных напряжений U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} , среднего по трем действующим значениям фазного $U_{CP.фаз}$ и линейного $U_{CP.лин}$ напряжений;
- активной $P_A, P_B, P_C, P_{сум}$, реактивной $Q_A, Q_B, Q_C, Q_{сум}$ и полной $S_A, S_B, S_C, S_{сум}$ электрических мощностей – пофазных и суммарных трёхфазных;
- частоты f переменного тока;

а также следующих физических величин:

- скорости наружного воздушного потока (ветра);
- времени в национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC (SU) (далее – время).

СТИ ЗеГЭС используется при диспетчерско-технологическом управлении оборудованием Зейской ГЭС для оптимизации режимов его работы, повышения надежности и безаварийности работы, увеличения сроков эксплуатации.

Описание средства измерений

СТИ ЗеГЭС обеспечивает выполнение телеизмерений и следующих основных функций:

- опрос, сбор и первичную обработку дискретных сигналов;
- ведение системы единого времени (СЕВ) на всех уровнях иерархии с ходом часов не хуже 1 с/сут;
- регистрацию сигналов телеизмерений с присвоением метки времени с погрешностью не хуже 20 мс;
- контроль состояния силового оборудования;
- приём сигналов от элементов существующих систем АСУ ТП, РЗиПА, АДВ, САУ ОРУ;

- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств СТИ ЗеГЭС;
- конфигурирование и настройку параметров СТИ ЗеГЭС;
- разграничение прав доступа к конфигурации, параметрированию и информационным данным путем использования системы паролей;
- формирование базы данных, архивов сообщений и параметров, их визуализацию на экране в табличной и графической формах по запросу оператора;
- автоматизированное протоколирование сообщений, изменений и действий оператора;
- динамическое представление режимов работы энергообъекта в реальном масштабе времени;
- передачу аналоговой и дискретной информации на диспетчерские пункты филиалов ОАО «СО ЕЭС» – Амурское РДУ и ОДУ Востока.

СТИ ЗеГЭС находится на нижней ступени иерархии системы диспетчерского управления с центром сбора информации и управления в филиалах ОАО «СО ЕЭС» – Амурское РДУ и ОДУ Востока.

СТИ ЗеГЭС реализована на базе программно-технических решений компании Siemens и включает в себя два вида измерительных каналов (ИК):

1) Каналы измерения электрических величин, состоящие из измерительных трансформаторов тока и напряжения, вторичных измерительных цепей на первом уровне и измерителей электрических величин (ИЭВ) SIMEAS P (Гос. реестр СИ РФ № 38083-08 и 30920-05) на втором. Перечень ИК первого вида приведен в табл. 2.

2) Канал измерения скорости наружного воздушного потока (ветра), состоящий из датчика скорости наружного воздушного потока (ветра) (Гос. Реестр №10146-85) (с унифицированным токовым выходом) на первом уровне и модулем ввода аналоговых сигналов 2AI I, который выполняет сбор и обработку информации и входит в состав устройства распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200S (Гос.Реестр СИ РФ №22734-06) на втором уровне. Перечень ИК второго вида приведен в табл.3.

На первом (полевом) уровне СТИ ЗеГЭС находятся также источники дискретных теле-сигналов (такие как контакты реле-повторителей, «сухие» контакты терминалов систем релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗиПА), блок-контакты коммутационных аппаратов, контроллеры АСУ ТП), обеспечивающие диагностической информацией о состоянии разъединителей, др. устройств РЗиПА и АСУ ТП. Приём и фиксация дискретных сигналов осуществляется при помощи станций SIMATIC ET200S (расположенных на втором уровне) посредством модулей ввода 4DI дискретных сигналов с датчиков типа «сухой» контакт или потенциальный выход через промежуточные реле, которые обеспечивают согласование уровня напряжения и гальваническую развязку.

Принцип действия ИК электрических величин заключается в масштабном преобразовании первичных токов и напряжений измерительными трансформаторами тока и напряжения в сигналы низкого уровня (100 В; 1 или 5 А), которые поступают на ИЭВ SIMEAS P, где происходит быстрое аналого-цифровое преобразование мгновенных фазных токов и напряжений и вычисление в микропроцессоре действующих значений фазного и линейного напряжений, фазных токов и среднего по трем фазам действующего значения силы электрического тока I_{CP} , а также фазных и суммарных трехфазных значений активной и реактивной мощностей. Частота в ИЭВ определяется по напряжению U_{L1} . Результаты измерений электрических величин передаются из внутренней памяти прибора через цифровой интерфейс RS-485 для дальнейшей обработки на сервер по системной шине ProfiBus DP (на основе резервированного оптоволоконного). В ИЭВ SIMEAS P происходит преобразование результатов измерений из цифрового кода в именованные физические величины с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

Принцип действия ИК, предназначенного для измерения скорости наружного воздушного потока (ветра), состоит в передаче токовых сигналов от блока преобразователя сигналов датчика (от 4 (либо 0) до 20 мА постоянного тока) по 4-проводной линии связи до модуля ввода аналоговых сигналов 2AI I, входящего в состав устройства распределенного ввода-

вывода SIMATIC ET200S, которое обеспечивает питание датчика и гальваническую развязку цепи. Модуль имеет 2 канала ввода аналоговых сигналов. Для каждого канала происходит преобразование тока в цифровой код (13 бит), который передается на сервер SICAM PAS, где происходит преобразование результатов измерений из цифрового кода в именованные физические величины на основе диапазона измерения датчика.

ПО SICAM PAS также диагностирует и анализирует состояние каналов связи (полевая шина ProfiBus DP) со станциями SIMATIC ET200S и ИЭВ SIMEAS P и в случае обрыва связи передает сообщение на АРМ диспетчера.

Третий уровень является общим для обоих типов ИК и состоит из программно-технического комплекса SICAM PAS (Substation Information Control Automation Monitoring Power Automation System, производитель – компания Siemens), являющегося Центральной приёмо-передающей станцией (ЦППС) – осуществляет внутрисистемный обмен информацией по цифровым каналам связи с помощью встроенных цифровых выходов, коммуникационных модулей и сетевых устройств. ПТК SICAM PAS включает в себя также сервер телемеханики.

ЦППС обеспечивает опрос (с циклом не более 1 с) и непрерывный сбор (через выделенный интерфейс LAN системы SICAM PAS), обработку (вычисление) данных, поступающих с нижних уровней (по шине Profibus-DP на основе резервированной ВОЛС), и данных, поступающих через промышленные коммутаторы MOXA (по Ethernet TCP/IP на основе резервированной ВОЛС и витой пары) с серверов смежных автономных подсистем:

- АСУ ТП (ИИС управления гидроагрегатами (Гос.реестр №№ 45249-10, 45250-10, 45251-10, 46052-11), система контроля уровней воды (бьефов), телесигналы и др.),
- АДВ (система автоматизации дозирования управляющих воздействий),
- САУ ОРУ (система автоматизированного управления открытыми распределительными устройствами 500 кВ и 220 кВ).

На верхнем уровне для каждого аналогового сигнала контролируется выход за установленные пределы (уставки) и возврат сигнала в норму. Указанные события и аварии регистрируются подсистемой регистрации текущих и аварийных событий.

ЦППС осуществляет также функции:

- диагностики состояния каналов связи с ИЭВ SIMEAS P, ET200S и с РДУ и ОДУ;
- присвоение полученным данным меток времени;
- администрирование и разграничение прав пользователей;
- вычисление необходимых параметров технологических процессов;
- передачу телеизмерений (с циклом менее 1 с) и телесигналов (с циклом менее 5 с) при изменении их значения в СОТИАССО (филиалы ОАО «СО ЕЭС» – Амурское РДУ и ОДУ Востока) по каналам связи:

- с РДУ: основной - ТрансТелеКом (ТТК) (64 кбит/с); резервный - ВЧ по ЛЭП (9,6 кбит/с);
- с ОДУ: основной - ТрансТелеКом (ТТК) (64 кбит/с); резервный - спутниковый (9,6 кбит/с).

Протокол обмена с Амурским РДУ и ОДУ Востока – МЭК 60870-5-101. В ПТК SICAM PAS предусмотрена программно-аппаратная возможность перехода в перспективе на протокол обмена МЭК 60870-5-104 (ПТК SICAM PAS оснащён дополнительной сетевой картой LAN).

Третий уровень СТИ ЗеГЭС включает в себя также Систему единого времени (СЕВ), обеспечивающую единство времени в СТИ с помощью сервера времени LANTIME M300/GRC (компания MEINBERG, Германия) – первичного эталонного источника, использующего в качестве основного приемника внешней синхронизации сигнал от спутниковой группировки ГЛОНАСС. Дополнительное использование данных от спутниковой группировки GPS повышает надежность системы в целом, а встроенный высокостабильный генератор обеспечивает работу сервера при помехах или пропадании сигналов от навигационных спутников. Совмещенный спутниковый приемник обеспечивает синхронизацию сервера времени с погрешностью ± 10 мкс. Сервер времени контролирует рассогласование времени ЦППС относительно собственного и по достижении рассогласования 20 мс корректирует время таймера сервера SICAM PAS (по сети Fast Ethernet 100BaseTX), который в свою очередь осуществляет син-

хронизацию внутренних часов измерительных компонентов СТИ ЗеГЭС и серверов смежных систем по локальной сети Ethernet (протокол NTP или SNTP). Ход часов СЕВ составляет не более 1 с/сут.

Измерительные компоненты СТИ ЗеГЭС (кроме полевого уровня: измерительных трансформаторов и ветрочувствительного элемента датчика скорости ветра (вертушки)) смонтированы в металлических шкафах 2КП-1, 4 КП 2.1 (где расположен блок преобразования сигналов датчика ветра) и в шкафу 5 КП 2.2, установленных в обогреваемых помещениях 1Р и 3Р. ЦППС и СЕВ установлены в шкафу телемеханизации 1-ШТ в помещении ЛАЗ.

Надежность системных решений:

- вероятность появления ошибки телеинформации (вероятность образования ложных сигналов телеуправления, телесигнализации, телеизмерения) соответствует первой категории достоверности (по ГОСТ 26.205-88) – 10^{-12} ;

- коэффициент готовности K_G :

 - системы – не ниже 0,999;

 - технологической связи – не менее 0,999;

- время восстановления:

 - системы – не более 2 часов с учетом времени выявления неисправности;

 - ЦППС – не более 1 часа;

 - КП (контролируемого пункта) – 1 час;

 - канала связи – не более 11 минут в неделю;

 - канала связи со смежными системами – не более 20 мс;

- электропитание шкафов осуществляется по первой категории надежности от двух независимых вводов системы гарантированного питания (СПП) ГЭС. Система питания укомплектована источниками бесперебойного питания и автоматическим вводом резерва (АВР);

- резервирование каналов связи с филиалами ОАО «СО ЕЭС» – Амурское РДУ и ОДУ Востока;

- для повышения надежности работы СТИ ЗеГЭС используется дублирование каналов связи и жесткого диска сервера SICAM PAS;

- наработка на отказ:

 - СТИ ЗеГЭС – не менее 35 000 часов (без компьютерного оборудования);

 - центральный процессорный модуль ПТК SICAM PAS – 36 лет;

- полный срок эксплуатации – не менее 10 лет.

Глубина хранения информации:

- сервер:

 - хранение данных о конфигурировании и информации о состоянии средств измерений и каналов связи – не менее трех лет.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) СТИ ЗеГЭС входит: ПО сервера телемеханики в составе ПТК SICAM PAS Station Unit (компании Siemens) (система сертификации ГОСТ Р, сертификат соответствия № РОСС DE.АЮ77.В11381), ПО сервера СЕВ, а также ПО измерителей электрических величин SIMEAS P – «SIMEAS P» и ПО устройств распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200S – STEP 7 v. 5.4.

Программные средства сервера телемеханики содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему Windows XP, ПО "Full Server" (Runtime) Basic component, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) Industrial SQL Server и прикладное ПО: SIMATIC NCM (Network Configuration Manager) для конфигурирования шины PROFIBUS, SIMATIC NET (на базе интеллектуального коммуникационного модуля CP 5614A2 для подключения к сети PROFIBUS) и ПО SICAM PAS, состоящее из 4 основных приложений: Configuration, Operation, Value Viewer и Feature Enable.

Функции автоматизации реализованы в SICAM PAS в форме виртуального контроллера (SoftPLC). Виртуальный программируемый логический контроллер (ПЛК) программируется на языке последовательных функциональных диаграмм (CFC = Continuous Function Chart) или на языке структурированного текста.

Состав и идентификационные данные ПО СТИ ЗеГЭС приведены в табл. 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

| Наименование программного обеспечения | Наименование и назначение программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения) | Наименование файла | Номер версии программного обеспечения | Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|---------------------------------------|--|---|---------------------------------------|--|---|
| SICAM PAS | SICAM PAS UI-Configuration: создание новых конфигураций и модификации существующей конфигурации (6 основных частей): приём данных через IEC60870-5-104Master, OPC Client, драйвер PROFIBUS DP Master передача данных через: IEC60870-5-101Master, IEC60870-5-101Slave; IEC60870-5-104Master, IEC60870-5-104Slave. Обработка данных (автоматизация): CFC Automation> SoftPLC UI (виртуальный контроллер) в модулях: ADV.CFC, ADV1.CFC, ASUTP.CFC, ASUTP1.CFC, _2kp.CFC, _4kp.CFC, _5kp.CFC. | PASConfig.exe opcclient.exe profibusdp.exe t101.exe t101slave.exe T104.exe T104Slave.exe SoftPLC.exe | v 6.0 | 7eca1448d2612b456f08528edeead8158a8b228e557b65697090417e105110af74ceddc95bc2f9cab29efc9481fdedbb349965ba7246f423e93e373cc31fe2fd4380bf63d1028a523c487e0faeda7abf352ef3ca2ffc1e2ee8fc72f8b426ce9279d8687a95f7fec537b5e156db4d66d95165e1cd62ae176abda5d9dc0ec0668b | MD5 |
| | SICAM PAS UI-Operation: наблюдение за состоянием соединений и управление соединениями (статус соединений) | PASOperate.exe | | 83a72b907ea8573165057922f9eb0858 | |
| | SICAM PAS ValueViewer: полный обзор информации по работе системы. Тестирование соединений и ручное задание значений | PASValueViewer.exe | | 7c36e9a5ba99cdbbb28cbe7eb5b11417 | |
| | SICAM PAS Feature Enable: Библиотека шифрования паролей | PASFeature Enabler.exe | | e4979074dc7b5c49e3858c4931b10053 | |

Для выполнения требований Федеральной службы по техническому и экспортному контролю РФ (ФСТЭК), установленных к защите информации Ключевых систем информационных инфраструктур (КСИИ), используемых для обмена информацией между системой телеизмерений ЗеГЭС на базе ПТК «SICAM PAS» со смежными системами АСУ ТП, АДВ и САУ ОРУ, а так же для предотвращения несанкционированного доступа к технологическим сетям ГЭС, установлены межсетевые экраны «ССПТ-2-01» (Госреестр РОСС RU.0001.01БИ00 №1687), разрешенные для применения по 3 классу от несанкционированного доступа и гарантирующие отсутствие недеklarированных (недокументированных) возможностей (НДВ) по 3 уровню контроля.

Управление сбором данных осуществляется при помощи программного обеспечения SICAM PAS, которое функционирует на сервере СТИ. Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений. Программное обеспечение и конструкция измерителей электрических величин и сервера после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения его параметров. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти ИЭВ и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

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

- средства проверки целостности ПО (так, несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);
- средства обнаружения и фиксации событий (журнал событий);
- средства управления доступом (пароли);

Уровень защиты программного обеспечения СТИ ЗеГЭС от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ПТК SICAM PAS, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет ± 2 единицы младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав измерительных каналов первого вида СТИ ЗеГЭС, с указанием непосредственно измеряемых параметров, наименования объекта, типов, классов точности и заводских номеров средств измерений, входящих в состав ИК, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень и характеристики измерительных каналов первого вида СТИ ЗеГЭС

| № ИК | Наименование объекта | Состав измерительных каналов | | | Измеряемые величины | Метрологические характеристики ИК | |
|------|----------------------|--|---|--|-------------------------------|-----------------------------------|--|
| | | ТТ | ТН | Измеритель электрич. величин | | Осн. относит. погр-ть, % | Относит. погр-ть в рабочих условиях% |
| 1 | 21Т | ТВ-110-VIII 400/5 Кл.0,2 Зав.№ 1697 Зав.№ 1698 Зав.№ 1699 | EPR20Z 15750/√3/100/√3 Кл.0,2 Зав.№ 1598600003 Зав.№ 1598600002 Зав.№ 1598600001 | SIMEAS P 7KG7610 Зав.№ BF1009102380 | $P_A, P_B, P_C,$ $P_{сум}$ | ±0,7 | ± 1,3 (при $\cos\varphi = 0,9$) ± 2,3 (при $\cos\varphi = 0,5$) |
| 2 | 22Т | ТВ-110-VIII 400/5 Кл.0,2 Зав.№ 1700 Зав.№ 1701 Зав.№ 1702 | EPR20Z 15750/√3/100/√3 Кл.0,2 Зав.№ 1598600009 Зав.№ 1598600028 Зав.№ 1598600007 | SIMEAS P 7KG7610 Зав.№ BF1009102381 | | | |
| 3 | 23Т | ТВ-110-VIII 400/5 Кл.0,2 Зав.№ 1706 Зав.№ 1707 Зав.№ 1708 | TJC 6-G 15750/√3/100/√3 Кл.0,2 Зав.№1VLT5210015619 Зав.№1VLT5210015618 Зав.№1VLT5210015617 | SIMEAS P 7KG7610 Зав.№ BF1009102379 | | | |

Продолжение табл. 2

| № ИК | Наименование объекта | Состав измерительных каналов | | | Измеряемые величины | Метрологические характеристики ИК | |
|------|----------------------|---|--|--|--|--|--|
| | | ТТ | ТН | Измеритель электрич. величин | | Осн. относит погр-ть, % | Относит. погр-ть в рабочих условиях% |
| 4 | 1Т | JR 0,5 Кл.1,0 Зав.№3/06/2738 Зав.№3/06/2741 Зав.№3/06/2744 | СРВ 245 220000/√3/100/√3 Кл.0,5 Зав.№ 8703046 Зав.№ 8703047 Зав.№ 8703048 | SIMEAS P 7KG7755 Зав.№ BF0812076684 | I_A, I_B, I_C I_{CP} $P_A, P_B, P_C,$ $P_{сум}$ Q_A, Q_B, Q_C $Q_{сум}$ | ±1,2 | ± 1,3 (при $\cos\varphi = 0,9$) ±10,5(при $\cos\varphi = 0,5$) |
| 5 | 2Т | ТВТ-220 1000/1 Кл.1,0 Зав.№ 7892 Зав.№ 5464 Зав.№ 7793 | Резерв: Зав.№ 8703039 Зав.№ 8703050 Зав.№ 8703040 | SIMEAS P 7KG7755 Зав.№ BF0812074309 | | | |
| 6 | 3Т | ТВТ-500М 1000/1 Кл.1,0 Зав.№ 20602 Зав.№ 20597 Зав.№ 20600 | СРВ 550 500000/√3/100/√3 Кл.0,5 Зав.№ 8676868 Зав.№ 8676866 Зав.№ 8676867 | SIMEAS P 7KG7755 Зав.№ BF0812076712 | | | |
| 7 | 4Т | ТВТ-500М 1000/1 Кл.1,0 Зав.№ 5079 Зав.№ 5073 Зав.№ 5077 | | SIMEAS P 7KG7755 Зав.№ BF0812076707 | | | |
| 8 | 5Т | ТВТ-500М 1000/1 Кл.1,0 Зав.№ 19180 Зав.№ 19182 Зав.№ 19184 | | Резерв: Зав.№ 8676864 Зав.№ 8676865 Зав.№ 8676869 | | | |
| 9 | 6Т | JR 0,5 Кл.1,0 Зав.№3/06/2751 Зав.№3/06/2754 Зав.№3/06/2757 | | SIMEAS P 7KG7755 Зав.№ BF0812074307 | | | |
| 10 | B1-AT220 | ТФНД 220 1000/1 кл.0,5 Зав.№ 2043 Зав.№ 2045 Зав.№ 2034 | | СРВ 245 220000/√3/100/√3 Кл.0,5 Зав.№ 8703043 Зав.№ 8710326 Зав.№ 8710325 | SIMEAS P 7KG7755 Зав.№ BF0812076736 | I_A, I_B, I_C I_{CP} | ±0,7 |
| 11 | B2-AT220 | ТФНД 220 1000/1 кл.0,5 Зав.№ 2480 Зав.№ 1768 Зав.№ 2703 | SIMEAS P 7KG7755 Зав.№ BF0812076702 | | $P_A, P_B, P_C,$ $P_{сум}$ | ±1,0 | ± 1,5 (при $\cos\varphi = 0,9$) ± 5,5 (при $\cos\varphi = 0,5$) |
| | | | | Q_A, Q_B, Q_C $Q_{сум}$ | ±2,5 | ± 1,6 (при $\cos\varphi = 0,8$) ± 4,5 (при $\cos\varphi = 0,5$) | |

Примечания:

- 1) В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

- 2) Измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, напряжения по ГОСТ 1983-2001.
- 3) Основная относительная погрешность измерения приведена для следующих нормальных условий применения:
 - параметры сети: напряжение $(0,98 - 1,02)U_{ном}$; ток $(1 - 1,2)I_{ном}$, $\cos\varphi = 1,0$; частота сети $(0,99 - 1,01)f_{ном}$;
 - температура окружающей среды $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$;
- 4) Относительная погрешность измерений в рабочих условиях применения приведена для следующих условий:
 - параметры сети: напряжение $(0,9 - 1,1)U_{ном}$; ток $(0,05 - 1,2)I_{ном}$; $\cos\varphi = (0,5_{инд} - 1,0 - 0,8_{емк})$; частота сети $(0,98 - 1,02)f_{ном}$; и минимальна при $\cos\varphi = 1,0$, а максимальна при $\cos\varphi = 0,5_{инд}$;
 - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 55 до $+45^\circ\text{C}$, для измерителей электрических величин от 0 до $+55^\circ\text{C}$; для ветрочувствительного элемента датчика скорости ветра от минус 50 до $+50^\circ\text{C}$; для устройств распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200S: от 0 до 60°C – для горизонтального монтажа, от 0 до 40°C – для всех других монтажных позиций, изменение температуры: не более 10 К/ч;
- 5) Допускается замена измерительных трансформаторов, измерительных преобразователей и измерителей электрических величин на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 2. Замена оформляется актом в установленном «Росстандарт» и филиалом ОАО «РусГидро» – «Зейская ГЭС» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа СТИ ЗеГЭС как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Перечень и характеристики измерительного канала второго вида СТИ ЗеГЭС

| Наименование физической величины | Состав измерительного канала | | | | Метрологические характеристики ИК | |
|--|------------------------------|---|-------------------------------|--|--|--|
| | Датчик | | электрическая часть | | Осн. относ. погр-ть $\delta_{ср,в}$, % | Относит. погр-ть в раб. условиях $\delta_{ср,в}$, % |
| | Диапазон измерений | Первичный измерительный преобразователь (датчик); абсолютная погрешность (Δ) | Диапазон входного сигнала, мА | Тип контроллера, измерительного модуля; приведенная погрешность (γ) | | |
| Скорость наружного воздушного потока (ветра) | (0,8 – 50) м/с | Датчик скорости воздушного потока (ветра) М-127; $\Delta = \pm (0,4 + 0,04v)$, где v – скорость воздушного потока, м/с | (4 – 20); (0 – 20) | Устройство распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200S (6ES7134-4GB62-0AB0) с модулями SM331 ввода токовых сигналов 2AI/ HIGH SPEED; $\gamma = \pm 0,7$ | $\pm 1,6$ при $v=50$ ± 60 при $v=0,8$ | $\pm 1,6$ при $v=50$ ± 60 при $v=0,8$ |

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на Систему телеизмерений, телесигнализации и телеуправления на основе микропроцессорного оборудования, адаптированного с АСУ ТП ГЭС, филиала ОАО «РусГидро» – «Зейская ГЭС» (система телемеханики комплекса СОТИАССО).

Комплектность средства измерений

Комплектность СТИ ЗеГЭС приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность СТИ ЗеГЭС

| № | Наименование | № Госреестра СИ РФ | Пределы допускаемой приведённой погр-ти либо кл. точности СИ (относ.погр-ть) либо абсолютная погрешность; количество, шт. |
|---|---|--------------------------------|--|
| 1 | <i>Основные измерительные средства количества электроэнергии и мощности</i> | | |
| 1.1 | Измерительные трансформаторы тока | | |
| 1.1.1 | ТВТ 500 | ГР № 3634-73 | КТ 1,0 (9 шт.) |
| 1.1.2 | ТВТ-220 | ГР № 3638-73 | КТ 1,0 (3 шт.) |
| 1.1.3 | ТФНД-220 | ГР № 3694-73 | КТ 0,5 (6 шт.) |
| 1.1.4 | ТВ-110-VIII | ГР № 3635-73 | КТ 0,2 (12 шт.) |
| 1.1.5 | JR 0,5 | ГР № 35406-07 | КТ 1,0 (3 шт.) |
| 1.2 | Измерительные трансформаторы напряжения | | |
| 1.2.1 | СРВ 550 | ГР № 15853-06 | КТ 0,5 (6 шт.) |
| 1.2.2 | СРВ 245 | ГР № 15853-06 | КТ 0,5 (9 шт.) |
| 1.2.3 | ТЈС 6 | ГР № 36413-07 | КТ 0,2 (3 шт.) |
| 1.2.4 | ЕРР20Z | ГР № 30369-05 | КТ 0,2 (6 шт.) |
| 1.3 | Измерители электрических величин | | |
| 1.3.1 | SIMEAS P 7KG7755 | ГР № 38083-08 ГОСТ 14014-91 | $\pm 0,002 U_{НОМ}$ (при (0,1–1,2) $U_{НОМ}$) $\pm 0,002 I_{НОМ}$ (при (0,1–1,2) $I_{НОМ}$) $\pm 0,005 P_{НОМ}$ $\pm 0,005 Q_{НОМ}$ $\pm 0,005 S_{НОМ}$ ± 10 мГц (8 шт.) |
| 1.3.2 | SIMEAS P 7KG7610 | ГР № 30920-05 ГОСТ 14014-91 | $\pm 0,001 U_{НОМ}$ (при (0,1–1,2) $U_{НОМ}$) $\pm 0,001 I_{НОМ}$ (при (0,1–1,2) $I_{НОМ}$) $\pm 0,005 P_{НОМ}$ $\pm 0,005 Q_{НОМ}$ $\pm 0,005 S_{НОМ}$ ± 10 мГц (3 шт.) |
| 1.4 | Измерительные преобразователи | | |
| 1.4.1 | Датчик ветра М-127 | ГР № 10146-85 ГОСТ 8.542-86 | $\pm (0,4 + 0,04 \cdot v)$ м/с ± 8 градусов (1 шт.) |
| 1.4.2 | Устройства распределенного ввода-вывода ЕТ200S | ГР № 22734-06 | $\pm 0,14$ мА (2 шт.) |
| <i>Вспомогательные технические компоненты</i> | | | |
| 2 | Средства вычислительной техники и связи | | |
| 2.1 | Сервер промышленный SICAM PAS | - | 1 шт. |
| 2.2 | Сервер времени LANTIME M300/GRC | - | 1 шт. |
| 2.3 | Экран межсетевой ССПТ-2-01 | - | 4 шт. |
| 2.4 | Коммутатор МОХА | - | 6 шт. |
| 2.5 | Сервер устройств NPortIA5150I | - | 1 шт. |

| № | Наименование | № Госреестра СИ РФ | Пределы допускаемой приведённой погр-ти либо кл. точности СИ (относ.погр-ть) либо абсолютная погрешность; количество, шт. |
|--------------------------------------|---|--------------------|---|
| 2.6 | Модуль связи оптический OLM/G12 | | 4 шт. |
| 2.7 | Источник бесперебойного питания (ИБП) Pulsar MX 5000 RT | - | 1 шт. |
| <i>Эксплуатационная документация</i> | | | |
| 3.1 | Техническое описание СТИ ЗеГЭС | | |
| 3.2 | Инструкция по эксплуатации СТИ ЗеГЭС | | |
| 3.3 | Инструкция по техническому обслуживанию СТИ ЗеГЭС | - | 1 экз. |
| 3.4 | Паспорт-формуляр СТИ ЗеГЭС | - | 1 экз. |
| 3.5 | Методика поверки СТИ ЗеГЭС | - | 1 экз. |
| 3.6 | Техническая документация на комплектующие изделия | - | 1 комплект |

Поверка

осуществляется по документу: «Система телеизмерений, телесигнализации и телеуправления на основе микропроцессорного оборудования, адаптированного с АСУ ТП ГЭС, филиала ОАО «РусГидро» – «Зейская ГЭС» (система телемеханики комплекса СОТИАССО). Методика поверки» МП 001-2012, утвержденному Восточно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ» в феврале 2012 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки измерителей электрических величин SIMEAS P в соответствии с документами: «Измерители электрических величин SIMEAS P модификаций 7KG7750, 7KG7755. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2008 г.; и в соответствии с разделом «Методика поверки» Руководства по эксплуатации измерителей электрических величин SIMEAS P модификаций 7KG7200, 7KG7610 и др., утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;

- средства поверки устройств распределенного ввода-вывода ET200S в соответствии с документом: МИ 2539-99 «ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июне 1999 г.;

- переносной инженерный пульт – ноутбук – программатор с ПО для работы с устройствами распределенного ввода-вывода SIMATIC ET200S и ИЭВ SIMEAS P ;

- Радиочасы МИР РЧ-01 (приемник, принимающий сигналы службы точного времени) (ГР № 27008-04).

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений электрических величин с использованием системы телеизмерений, телесигнализации и телеуправления на основе микропроцессорного оборудования, адаптированного с АСУ ТП ГЭС, филиала ОАО «РусГидро» – «Зейская ГЭС» (системы телемеханики комплекса СОТИАССО). Аттестована Восточно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», выдано Свидетельство об аттестации Методики измерений № 01-01.00294-2012 от 10.02.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе телеизмерений, телесигнализации и телеуправления на основе микропроцессорного оборудования, адаптированного с АСУ ТП ГЭС, филиала ОАО «РусГидро» – «Зейская ГЭС» (система телемеханики комплекса СОТИАССО):

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».

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

ГОСТ 26.205-88 «Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия».

ГОСТ Р МЭК 870-4-93 Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования.

ГОСТ Р МЭК 870 части 1-3, 5, 6.

ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 3. Основные требования

ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ 14014-91 Приборы и преобразователи цифровые напряжения, тока, сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний.

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

РД 34.35.123 Общие технические требования к информационной подсистеме АСУ ТП ГЭС

Техническая документация на систему телеизмерений, телесигнализации и телеуправления на основе микропроцессорного оборудования, адаптированного с АСУ ТП ГЭС, филиала ОАО «РусГидро» – «Зейская ГЭС» (система телемеханики комплекса СОТИАССО).

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений:

Осуществление производственного контроля за соблюдением установленных законодательством Российской Федерации требований промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта.

Изготовитель

ЗАО «Энергетические технологии»

664033, г.Иркутск, ул. Лермонтова, 130, оф.110

тел. (395-2) 423-523, 56-48-84; факс (395-2) 423-441

Интернет адрес: <http://www.pwr-tech.ru>; E-mail: info@pwr-tech.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «Всероссийский НИИ физико-технических и радиотехнических измерений» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ») (Восточно-Сибирский филиал). Аттестат аккредитации № 30002-08.

664056, г. Иркутск, ул. Бородина, 57,

тел/факс: (3952) 46-83-03, факс: (3952) 46-38-48

Интернет адрес: <http://www.vniiftri-irk.ru>; E-mail: office@niiftri.irk.ru

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
Регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п.

«_____»

_____ 2012 г.