

ОПИСАНИЕ ТИПА ЕДИНИЧНОГО ЭКЗЕМПЛЯРА ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

СОГЛАСОВАНО
Зам. Руководителя ГЦИ СИ
зам. директора ФГУП «УНИИМ»
С.В.Медведевских
«18» 2007 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Бурейская ГЭС» (АИИС КУЭ ОАО «Бурейская ГЭС»)	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 37088-08
---	--

Изготовлена по технической документации ООО «ЕвроСибЭнерго-инжиниринг», ООО «Эльстер Метроника» и ООО «Корпорация «ГАЗЭНЕРГОПРОМ», г. Москва. Заводской № ЕСЭ-004.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Бурейская ГЭС» (АИИС КУЭ ОАО «Бурейская ГЭС») предназначена для измерений количества активной и реактивной электрической энергии и электрической мощности, вырабатываемой и передаваемой ОАО «Бурейская ГЭС», с привязкой к единому астрономическому времени, а также для отображения, хранения, обработки и передачи полученной измерительной информации.

Область применения – организация автоматизированного коммерческого учета электрической энергии и мощности и определение с заданной точностью учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ОАО «Бурейская ГЭС» (далее – "система" или «АИИС») включает в себя 38 измерительных каналов (ИК), каждый из которых предназначен для измерений количества активной и реактивной электрической энергии по одному из присоединений ("точек учета"). Принцип действия системы состоит в измерении электрической энергии в каждом канале при помощи счетчиков с трансформаторным включением и последующей автоматизированной обработкой результатов измерений. Измерение мощности основано на измерении электрической энергии на заданном интервале времени.

Система обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение активной электрической энергии и реактивной электрической энергии (интегрированной реактивной мощности) нарастающим итогом;
- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- автоматизированный сбор (периодический и/или по запросу) измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета и привязкой к единому астрономическому времени;
- автоматизированное хранение информации об измеренных величинах в специализированной защищенной базе данных;
- автоматизированную передачу результатов измерений, состояния объектов и средств измерений на вышестоящие уровни, в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- 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;
- автоматизированную регистрацию и мониторинг событий (событий счетчиков, регламентных действий персонала, нарушений в системе информационной защиты и др.);
- конфигурирование и настройку параметров системы;
- автоматизированное ведение единого системного времени.

Система является многоуровневой с иерархическим распределенным сбором и обработкой информации с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Уровни системы:

- уровень точки учета (нижний уровень), который состоит из 38 информационно-измерительных комплексов (ИИК) и включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), вторичные измерительные цепи, электронные счетчики активной и реактивной электроэнергии;

- уровень ИВКЭ (измерительно-вычислительный комплекс электроустановки), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру; в системе использовано одно УСПД верхнего уровня и два УСПД нижнего уровня, на которые поступает информация с части счетчиков;

- верхний уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) - содержит сервер базы данных, технические средства организации локальной сети, автоматизированные рабочие места пользователей, технические средства передачи данных в ИАСУ КУ Оператора рынка, а также в ЦСОИ Амурского РДУ.

Для автоматизации измерений в системе использованы системные решения и комплекс аппаратно-программных средств ООО «Эльстер Метроника» (счетчики ЕвроАЛЬФА, УСПД RTU-325, программное обеспечение «Альфа-ЦЕНТР») и проектно-технические решения, разработанные ООО «ЕвроСибЭнерго-инжиниринг» и ООО «Корпорация «ГАЗЭНЕРГОПРОМ».

Первичные фазные токи и напряжения в присоединении преобразуют измерительными трансформаторами тока и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по вторичным цепям подают на входы электронных счетчиков электрической энергии.

Счетчики Евроальфа основаны на использовании аналого-цифрового преобразования мгновенных значений входных сигналов тока и напряжения с последующим вычислением значений активной и реактивной электрической энергии. Управление осуществляет встроенный микропроцессор.

Сигналы в цифровой форме с выходов счетчиков по проводным линиям связи непосредственно или через коммутационную аппаратуру поступают на входы УСПД, в которых осуществляется сбор, хранение и первичная обработка измерительной информации, ее накопление и передача на верхний уровень системы.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование справочных и отчетных документов.

Для измерений времени и синхронизации всех подсистем АИИС используется система обеспечения единого времени (СОЕВ). Устройство синхронизации системного времени (УССВ), в качестве которого применен GPS-приемник, обеспечивает синхронизацию внутренних часов УСПД верхнего уровня, а от них – синхронизацию часов сервера базы данных и внутренних часов счетчиков и УСПД нижнего уровня. Коррекция производится при расхождении внутренних часов с источником времени для данной подсистемы более чем на 2 с. При длительном прекращении связи счетчиков и УСПД синхронизация времени счетчика производится автоматически при снятии показаний с помощью переносного инженерного пульта.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Перечень измерительных каналов (ИК) АИИС с указанием измерительных компонентов и их характеристик представлен в таблице 1. Каждый ИК предназначен для измерений активной и реактивной электроэнергии; направления фиксируемых перетоков энергии также приведены в таблице 1. Сведения о количестве измерительных компонентов и их номера по Государственному реестру СИ приведены в таблице 2. Метрологические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов системы

№ ИК	Наименование присоединения	ТГ	ТН	Счетчик, направление перетока	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	Генератор Г1	GSR-1080/840 (×3) Коэф. тр. 16000/5 Класс точн. 0,2 Ф.А №02-102336 Ф.В №02-102337 Ф.С №02-102338	UGE-17.5-B3 (×3) Коэф. тр. 15750/100 Класс точн. 0,2 Ф.А №02-102360 Ф.В №02-102361 Ф.С №02-102362	EA 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием/отдача №1079057	RTU-325
2	Цепи возбуждения Г1	GSR-540/380 (×3) Коэф. тр. 300/5 Класс точн. 0,2 Ф.А №02-102370 Ф.В №02-102371 Ф.С №02-102372	Из состава канала 1	EA 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием №1079058	
3	Генератор Г2	GSR-1080/840 (×3) Коэф. тр. 16000/5 Класс точн. 0,2 Ф.А №02-098847 Ф.В №02-098846 Ф.С №02-098845	UGE-17.5-B3 (×3) Коэф. тр. 15750/100 Класс точн. 0,2 Ф.А №03-140283 Ф.В №02-098871 Ф.С №03-140285	EA 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием/отдача №1079060	
4	Цепи возбуждения Г2	GSR-540/380 (×3) Коэф. тр. 300/5 Класс точн. 0,2 Ф.А №02-098879 Ф.В №02-098880 Ф.С №02-098881	Из состава канала 3	EA 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием №1079056	
5	Генератор Г3	GSR-1080/840 (×3) Коэф. тр. 16000/5 Класс точн. 0,2 Ф.А №03-140260 Ф.В №03-140259 Ф.С №03-140261	UGE-17.5-B3 (×3) Коэф. тр. 15750/100 Класс точн. 0,2 Ф.А №04-230092 Ф.В №03-140284 Ф.С №04-230093	EA 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием/отдача №1103550	
6	Цепи возбуждения Г3	GSR-540/380 (×3) Коэф. тр. 300/5 Класс точн. 0,2 Ф.А №03-140293 Ф.В №03-140294 Ф.С №03-140295	Из состава канала 5	EA 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием №1103551	
7	КРУ1-6 кВ яч. 10 (Ввод 21Т)	ТЛК 10-6 (×3) Коэф. тр. 1000/5 Класс точн. 0,5 Ф.А №12285 Ф.В №12380 Ф.С №12286	ЗНОЛ-06-6 (×3) Коэф. тр. 6000/100 Класс точн. 0,5 Ф.А №6239 Ф.В №1341 Ф.С №7370	EA 05 RL-B-4 Кл. точн. 0,5S/1 прием №1079022	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
8	КРУ 1-6 кВ яч. 17 (Ввод 22Т)	ТЛК 10-6 (×3) Коэф. тр. 1000/5 Класс точн. 0,5 Ф.А №12422 Ф.В №12548 Ф.С №11833	ЗНОЛ-06-6 (×3) Коэф. тр. 6000/100 Класс точн. 0,5 Ф.А №1338 Ф.В №4860 Ф.С №5501	ЕА 05 RL-B-4 Кл. точн. 0,5S/1 прием №1079041	
9	ВЛ 220 кВ Завитая-1	ТВ-220 (×3) Коэф. тр. 1200/1 Класс точн. 0,2 Ф.А №24 Ф.В №22 Ф.С №23	НАМИ-220 (×3) Коэф. тр. 220000/100 Класс точн. 0,2 Ф.А №91 Ф.В №87 Ф.С №86	ЕА 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием/отдача №1079055	
10	ВЛ 220 кВ Завитая-2	ТВ-220 (×3) Коэф. тр. 1200/1 Класс точн. 0,2 Ф.А №4 Ф.В №5 Ф.С №7	НАМИ-220 (×3) Коэф. тр. 220000/100 Класс точн. 0,2 Ф.А №96 Ф.В №93 Ф.С №97	ЕА 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием/отдача №1079053	
11	ВЛ 220 кВ Талакан-1	ТВ-220 (×3) Коэф. тр. 600/1 Класс точн. 0,2 Ф.А №17/12 Ф.В №18 Ф.С №16/12	Из состава канала 9	ЕА 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 отдача №1079054	
12	ВЛ 220 кВ Талакан-2	ТВ-220 (×3) Коэф. тр. 600/1 Класс точн. 0,2 Ф.А №15 Ф.В №16 Ф.С №17	Из состава канала 10	ЕА 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 отдача №1079052	
13	ОВ1	ТВ-220 (×3) Коэф. тр. 1200/1 Класс точн. 0,2 Ф.А №19 Ф.В №20 Ф.С №21	Из состава канала 9	ЕА 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием/отдача №1079051	
14	ОВ2	ТВ-220 (×3) Коэф. тр. 1200/1 Класс точн. 0,2 Ф.А №9 Ф.В №7-12 Ф.С №8	Из состава канала 10	ЕА 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием/отдача №1079050	
15	ВЛ 500 кВ Амурская-1	ЛК ELK СВ/3 (×3) Коэф. тр. 1000/1 Класс точн. 0,2S Ф.А №2003.2072.02/4 Ф.В №2003.2072.02/5 Ф.С №2003.2072.02/2	НДЕ-500 (×3) Коэф. тр. 500000/100 Класс точн. 0,2 Ф.А №1499721 Ф.В №1499720 Ф.С №1499715 SU 550/B3 STL (резерв)	ЕА 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием/отдача №1103543	
16	ВЛ 500 кВ Хабаровская-1	ЛК ELK СВ/3 (×3) Коэф. тр. 1000/1 Класс точн. 0,2S Ф.А №2003.2072.02/8 Ф.В №2003.2072.02/9 Ф.С №2003.2072.02/7	НДЕ-500 (×3) Коэф. тр. 500000/100 Класс точн. 0,2 Ф.А №1499718 Ф.В №1499722 Ф.С №1499716 SU 550/B3 STL (резерв)	ЕА 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием/отдача №1103544	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
17	ВЛ 500 кВ Хабаровская-2	JK ELK CB/3 (×3) Коэф. тр.1200/1 Класс точн. 0,2S Ф.А №2003.2072.02/6 Ф.В №2003.2072.02/3 Ф.С №2003.2072.02/1	НДЕ-500 (×3) Коэф. тр. 500000/100 Класс точн. 0,2 Ф.А №1499714 Ф.В №1499719 Ф.С №1499717 SU 550/B3 STL (резерв)	EA 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием/отдача №1103548	
18	АТ-220	ТФМ-220 (×3) Коэф. тр.2000/1 Класс точн. 0,2 Ф.А №772490 Ф.В №772489 Ф.С №772491	НАМИ-220 (×3) Коэф. тр. 220000/100 Класс точн. 0,2 Ф.А №92 Ф.В №90 Ф.С №88	EA 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием/отдача №1103545	
19	Генератор Г4	GSR-1080/840 (×3) Коэф. тр.16000/5 Класс точн. 0,2 Ф.А №04-230068 Ф.В №04-230069 Ф.С №04-230070	UGE-17,5-B3 (×3) Коэф. тр. 15750/100 Класс точн. 0,2 Ф.А №04-255910 Ф.В №04-255911 Ф.С №04-230094	EA 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием/отдача №1103549	
20	Цепи возбуждения Г4	GSR-540/380 (×3) Коэф. тр.300/5 Класс точн. 0,2 Ф.А №04-2300102 Ф.В №04-2300103 Ф.С №04-2300104	Из состава канала 19	EA 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием №1125189	
21	КРУ1-6 кВ яч. 37 (ввод 22Т)	ТЛК-10-6 (×3) Коэф. тр. 1000/5 Класс точн. 0,5 Ф.А №07037 Ф.В №05120 Ф.С №05032	ЗНОЛ-06-6 (×3) Коэф. тр. 6000/100 Класс точн. 0,5 Ф.А №00357 Ф.В №15370 Ф.С №15159	EA 05 RL-B-4 Кл. точн. 0,5S/0,5 прием №1125121	
22	КРУ1-6 кВ яч. 41 (ввод 23Т)	ТЛК-10-6 (×3) Коэф. тр. 1000/5 Класс точн. 0,5 Ф.А №07011 Ф.В №07009 Ф.С №05124	ЗНОЛ-06-6 (×3) Коэф. тр. 6000/100 Класс точн. 0,5 Ф.А №15994 Ф.В №00111 Ф.С №16445	EA 05 RL-B-4 Кл. точн. 0,5S/1 прием №1125123	
23	ПС № 2 35/6 кВ яч. 4 (ввод Т-1)	ТПЛ-10 (×2) Коэф. тр. 1000/5 Класс точн. 0,5 Ф.А №12704 Ф.С б/н	НТМИ-6 Коэф. тр. 6000/100 Класс точн. 0,5 №2131	EA 05 RL-B-3 Кл. точн. 0,5S/1 прием №1136004	RTU-325L
24	ПС № 2 35/6 кВ яч. 12 (ввод Т-2)	ТЛК-10 (×2) Коэф. тр. 1000/5 Класс точн. 0,5 Ф.А №2673 Ф.С №2685	НТМИ-6 Коэф. тр. 6000/100 Класс точн. 0,5 б/н	EA 05 RL-B-3 Кл. точн. 0,5S/1 прием №1125134	
25	ПС № 2 35/6 кВ СН-1	Т-0,66У3 (×3) Коэф. тр. 100/5 Класс точн. 0,5 Ф.А №00213 Ф.В №00216 Ф.С №00678	прямое включение	EA 05 RL-B-3 Кл. точн. 0,5S/1 прием №1125127	
26	ПС № 11 35/6 кВ яч. 12 (ввод Т-1)	ТЛМ-10 (×2) Коэф. тр. 1000/5 Класс точн. 0,5 Ф.А №1294 Ф.С №4934	НТМИ-6 Коэф. тр. 6000/100 Класс точн. 0,5 б/н	EA 05 RL-B-3 Кл. точн. 0,5S/1 прием №1136001	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
27	ПС № 11 35/6 кВ яч. 1 (ввод Т-2)	ТЛМ-10 (×2) Коэф. тр. 1000/5 Класс точн. 0,5 Ф.А №4933 Ф.С №4927	НАМИ-10 Коэф. тр. 6000/100 Класс точн. 0,5 б/н	ЕА 05 RL-B-3 Кл. точн. 0,5S/1 прием №1136000	
28	ПС № 4 35/6 кВ ВЛ 35 кВ «Л-1»	ТОЛ-35 (×3) Коэф. тр. 400/5 Класс точн. 0,5S Ф.А №1047 Ф.В №1050 Ф.С №1046	НАМИ-35 Коэф. тр. 6000/100 Класс точн. 0,5 №292	ЕА 05 RL-B-4 Кл. точн. 0,5S/1 прием №1125125	RTU-325L
29	ПС № 4 35/6 кВ ВЛ 35 кВ «Л-2»	ТОЛ-35 (×3) Коэф. тр. 400/5 Класс точн. 0,5S Ф.А №1044 Ф.В №1049 Ф.С №1057	НАМИ-35 Коэф. тр. 6000/100 Класс точн. 0,5 №289	ЕА 05 RL-B-4 Кл. точн. 0,5S/1 прием №1125196	
30	ПС № 4 35/6 кВ яч. 12 (Новый город)	ТОЛ-10 (×2) Коэф. тр. 200/5 Класс точн. 0,5 Ф.А №5622 Ф.С №3465	Из состава канала 32	ЕА 05 RL-B-3 Кл. точн. 0,5S/1 отдача №1125162	
31	ПС № 4 35/6 кВ яч. 5 (ввод Т-1)	ТОЛ-10 (×2) Коэф. тр. 1500/5 Класс точн. 0,5 Ф.А №1817 Ф.С №1718	НАМИ-10 Коэф. тр. 6000/100 Класс точн. 0,5 б/н	ЕА 05 RL-B-3 Кл. точн. 0,5S/1 прием №1136005	
32	ПС № 4 35/6 кВ яч. 16 (ввод Т-2)	ТОЛ-10 (×2) Коэф. тр. 1500/5 Класс точн. 0,5 Ф.А №2469 Ф.С №2351	НАМИ-10 Коэф. тр. 6000/100 Класс точн. 0,5 №1118	ЕА 05 RL-B-3 Кл. точн. 0,5S/1 прием №1125133	
33	Генератор Г5	GSR-1080/840 (×3) Коэф. тр. 16000/5 Класс точн. 0,2 Ф.А №06-031897 Ф.В №06-031898 Ф.С №06-031896	UGE-17,5 В3 (×3) Коэф. тр. 15750/100 Класс точн. 0,2 Ф.А №06-031858 Ф.В №06-031860 Ф.С №06-031861	ЕА 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием/отдача №1125191	
34	Цепи возбуждения Г5	GSR-540/380 (×3) Коэф. тр. 300/5 Класс точн. 0,2 Ф.А №06-031913 Ф.В №06-031910 Ф.С №06-031908	Из состава канала 33	ЕА 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием №1125188	
35	Генератор Г6	GSR-1080/840 (×3) Коэф. тр. 16000/5 Класс точн. 0,2 Ф.А №06-031901 Ф.В №06-031899 Ф.С №06-031900	UGE-17,5 В3 (×3) Коэф. тр. 15750/100 Класс точн. 0,2 Ф.А №06-031859 Ф.В №06-031863 Ф.С №06-031862	ЕА 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием/отдача №1125185	
36	Цепи возбуждения Г6	GSR-540/380 (×3) Коэф. тр. 300/5 Класс точн. 0,2 Ф.А №06-031912 Ф.В №06-031911 Ф.С №06-031909	Из состава канала 35	ЕА 02 RAL-B-4 Кл. точн. 0,2S/0,5 прием №1125193	

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6
37	КРУЗ-6 кВ Фидер 7 "ВОС-4500"	ТЛК-10-6 (×3) Коэф. тр. 150/5 Класс точн. 0.5 Ф.А №01811 Ф.В №05335 Ф.С №05343	ЗНОЛ.06 (×3) Коэф. тр. 6000/100 Класс точн. 0.5 Ф.А №07283 Ф.В №07398 Ф.С №07733	ЕА 05 RL-B-4 Кл. точн. 0.5S/1 прием №01079025	
38	КРУЗ-6 кВ Фидер 14 "ВОС-4500"	ТЛК-10-6 (×3) Коэф. тр. 150/5 Класс точн. 0.5 Ф.А №06680 Ф.В №06669 Ф.С №06590	ЗНОЛ.06 (×3) Коэф. тр. 6000/100 Класс точн. 0.5 Ф.А №07725 Ф.В №07627 Ф.С №07905	ЕА 05 RL-B-4 Кл. точн. 0.5S/1 прием №01079018	

Таблица 2 – Измерительные компоненты

Наименование	Обозначение	Кол.	Номер по Госреестру СИ
Трансформатор тока	GSR	36	№ 25477-03
Трансформатор тока	ТВ-220	18	№ 20644-03
Трансформатор тока	JK ELK CB/3	9	№ 28007-04
Трансформатор тока	ТФМ-220	3	№ 22741-02
Трансформатор тока	ТЛК 10-6	20	№ 9143-01
Трансформатор тока	ТОЛ-35	6	№ 21256-03
Трансформатор тока	ТОЛ-10	6	№ 7069-02
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2	№ 22192-03
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4	№ 2473-05
Трансформатор тока	Т-0.66У3	3	№ 17551-03
Трансформатор напряжения	НДЕ-М-500	9	№ 26197-03
Трансформатор напряжения	SU 550/B3 STL	9	№ 28006-04
Трансформатор напряжения	UGE-17.5-B3	18	№ 31846-06
Трансформатор напряжения	НАМИ-220	9	№ 20344-00
Трансформатор напряжения	НАМИ-35	2	№ 19813-00
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	3	№ 11094-87
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	18	№ 3344-04
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	3	№ 2611-70
Счетчик электронный	Евро Альфа ЕА 02 RAL-B-4	22	№ 16666-97
Счетчик электронный	Евро Альфа ЕА 05 RL-B-4	8	№ 16666-97
Счетчик электронный	Евро Альфа ЕА 05 RL-B-3	8	№ 16666-97
УСПД	RTU325-E-512-M3-B6-Q-12-G	1	№ 19495-03
УСПД	RTU325L-E2-512-M2Q-12-K	2	№ 19495-03

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение	
Количество измерительных каналов	38	
Пределы допускаемой абсолютной разности показаний часов компонентов системы и астрономического времени на интервале одни сутки, с	±5	
Пределы допускаемой относительной погрешности одного ИК при номинальном токе нагрузки (активная электрическая энергия и мощность), %:	cos φ = 1	cos φ = 0,7
- каналы 1-6, 9-20, 33-36 - каналы 7, 8, 21-32, 37, 38	±0,5 % ±1,0 %	±0,7 % ±1,6 %
Пределы допускаемой относительной погрешности одного ИК при номинальном токе нагрузки (реактивная электрическая энергия и мощность), %	sin φ = 1	sin φ = 0,7
- каналы 1-6, 9-20, 33-36 - каналы 7, 8, 21-32, 37, 38	±0,7 % ±1,4 %	±1,1 % ±2,2 %
Примечания: 1) в качестве характеристик относительной погрешности ИК указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности не менее 0,95 для значений относительной погрешности, рассчитанных по метрологическим характеристикам средств измерений, входящих в канал, при номинальном токе нагрузки в рабочих условиях эксплуатации; 2) для тока нагрузки, отличающегося от номинального, относительная погрешность ИК может быть рассчитана при соответствующих значениях погрешностей компонентов для cos φ = 0,7 (sin φ = 0,7) по формуле, приведенной в методике поверки МП 23-262-2005; 3) полную погрешность измерений электрической энергии и электрической мощности рассчитывают в соответствии с утвержденной методикой выполнения измерений.		

Условия эксплуатации АИИС:

Сеть переменного тока – стандартная 50 Гц 6 кВ, 35 кВ, 220 кВ и 500 кВ по ГОСТ 721-77, а также 220 В по ГОСТ 21128-83 (электропитание компонентов АИИС) с параметрами по ГОСТ 13109-97.

Среднее значение коэффициента мощности в рабочих условиях составляет от 0,8 инд. до 0,8 ёмк.

Температура окружающего воздуха, °С:

измерительные трансформаторы тока и напряжения 35 кВ, 220 кВ, измерительные трансформаторы напряжения 500 кВ	от -45 до 45
измерительные трансформаторы тока и напряжения 6 кВ, 15 кВ, измерительные трансформаторы тока 500 кВ, счетчики, УСПД	от 15 до 35
Относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80
Атмосферное давление, кПа	от 84 до 106

Показатели надежности:

- среднее время восстановления, час	8
- коэффициент готовности, не менее	0,95

Надежность системных решений:

Механическая устойчивость к внешним воздействиям обеспечивается защитой кабельной системы путем использования кабельных коробов, гофро- и металлорукавов, стяжек; технические средства АИИС размещают в шкафах со степенью защиты не ниже IP51. Предусмотрена механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование технических средств системы.

Электромагнитная устойчивость:

Радиоэлектронная защита интерфейсов обеспечивается путем применения экранированных кабелей. Экранирующие оболочки заземляют в точке заземления шкафов. Отдельные проводки выполнены оптоволоконными кабелями.

Защита оборудования (модемов) от наведенных импульсов высокого напряжения обеспечивается устройством защиты от перенапряжений.

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

Защита информации от несанкционированного доступа на программном уровне включает в себя установку паролей на счетчики, УСПД и серверы. Электрические события (параметрирование, коррекция времени, включение и отключение питания и пр.) регистрируются в журналах событий счетчиков и УСПД. Хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в течение всего срока эксплуатации системы производится в ИВК.

Сервер снабжен резервным каналом связи с помощью модуля сотовой связи.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносят печатным способом на титульные листы Руководства по эксплуатации и Формуляра и способом наклейки на переднюю панель шкафа низковольтного комплектного устройства, в котором установлена аппаратура АИИС КУЭ.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Полная комплектность системы определена в ее проектной документации. Заводские номера компонентов системы приведены в формуляре. Перечень документации приведен в ведомости эксплуатационных документов НТАС.422231.004 ВЭ.

ПОВЕРКА

Поверку системы проводят в соответствии с документом «ГСИ. АИИС КУЭ ОАО «Бурейская ГЭС». Методика поверки» МП 23-262-2005, утвержденным ФГУП УНИИМ в апреле 2005 г.

Основное оборудование, используемое при поверке:

Эталонный трансформатор тока (0,5 – 3000) А, кл. точности 0,05 (ИТТ 3000.5);
Эталонный трансформатор напряжения до 35 кВ, кл. точности 0,1 (НЛЛ-35);
Эталонный трансформатор напряжения 220 кВ, кл. точности 0,1 (NVOS 220);
Эталонный трансформатор напряжения 500 кВ, кл. точности 0,1 (NVOS-500);
Прибор сравнения с абс. погрешностью не более 0,002 % и 0,2' (КНТ-03);
Установка для поверки счетчиков кл. точности 0,05 (МК6801);
Радиоприемник УКВ диапазона, принимающий сигналы точного времени;
Переносный компьютер с программным обеспечением Альфа Центр АС_L.

Межповерочный интервал – 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

Техническая документация изготовителя.

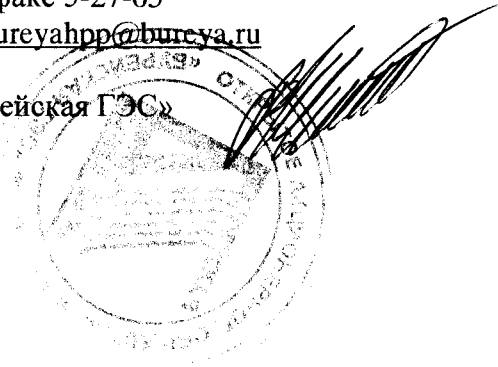
ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Бурейская ГЭС» (АИИС КУЭ ОАО «Бурейская ГЭС») утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО «Бурейская ГЭС»
676730, пос. Талакан Амурской обл.;
Тел. (41634) 5-23-59, факс 5-27-05
Электронная почта: bureyahpp@bureysa.ru

Главный инженер ОАО «Бурейская ГЭС»



В.Я. Чагайдак