

СОГЛАСОВАНО
Руководитель ГЦИ СИ ФГУП
«ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»
Н.И.Ханов
2009 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго"	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер <u>40938-09</u>
--	---

Изготовлена ЗАО "Энерготестконтроль Северо-Запад", г.Санкт-Петербург, для коммерческого учета электроэнергии на объектах ОАО "Хасанкоммунэнерго" по проектной документации ЗАО "Энерготестконтроль Северо-Запад", согласованной с ОАО «АТС», заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго" (далее - АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго") предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, контроля ее передачи, распределения и потребления за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго" представляет собой multifunctionalную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго" решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки; 1 раз в 30 мин. 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 в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго" состоит из 38 измерительных каналов (ИК), которые используются для измерения электрической энергии и мощности, образующих первый уровень системы.

Второй уровень системы образует измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), созданный на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД).

Третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК), каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) организован на базе информационно-вычислительного комплекса «ИКМ-Пирамида» (Госреестр РФ № 29484-05), автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение.

В качестве первичных преобразователей напряжения и тока в ИК использованы измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 класса точности 0,5 и тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 класса точности 0,5 и 0,5S.

Измерения электроэнергии выполняются путем интегрирования по времени мощности контролируемого присоединения (объекта учета) при помощи многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типов ПСЧ-4ТМ.05 (Госреестр РФ № 27779-04); СЭТ-4.ТМ.03 (Госреестр РФ № 27524-04) класса точности 0,5S/1,0. Измерения активной мощности (Р) счетчиками выполняются путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (р) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывает полную мощность $S = U \cdot I$. Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$. Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Информационные каналы АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго" организованы на базе Системы информационно-измерительной контроля и учета электропотребления «Пирамида» (Госреестр РФ № 21906-01). Результаты измерений электроэнергии и мощности передаются по каналам связи в цифровом коде на УСПД. УСПД, на базе сетевого промышленного контроллера СИКОН С70 (Госреестр РФ № 28822-05), осуществляет сбор данных от счетчиков электроэнергии по цифровым интерфейсам, перевод измеренных значений в именованные физические величины, учет потребления электроэнергии и мощности, отображает данные учета на встроенном дисплее, а также передает их по каналам связи на сервер БД, к которому подключены АРМы.

АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго" выполняет непрерывное измерение приращений активной и реактивной электрической энергии, измерение текущего времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор и хранение результатов, построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального энергопотребления.

Организация системного времени АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго" осуществляется при помощи устройства синхронизации системного времени типа УСВ-1 (Госреестр РФ № 28716-05) на базе GPS-приемника, подключенного к серверу БД, которое корректирует время УСПД, УСПД корректирует время счетчиков.

Сличение времени счетчиков с временем УСПД происходят при каждом сеансе опроса, т. е. практически непрерывно, автоматическая корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем УСПД ± 3 с. Корректировка времени УСПД производится сервером БД автоматически при обнаружении рассогласования времени УСПД и сервера более чем на ± 5 с при каждом опросе УСПД сервером (не реже одного раз в сутки). Время сервера БД синхронизируется со временем GPS-приемника каждые 60 минут, погрешность синхронизации не более 1с.

Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго": трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Предусмотрено резервирование питания электросчетчиков, УСПД, сервера БД и резервирование каналов связи между ИВКЭ и ИВК. Глубина хранения информации в счетчиках и УСПД не менее 35 суток, на сервере – не менее 3,5 лет.

Для защиты информационных и измерительных каналов АИИС КУЭ от несанкционированных вмешательств, предусмотрена механическая и программная защита – установка паролей на счетчики, УСПД, сервер.

Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, крессируются в пломбируемом отсеке счетчика. Все подводимые сигнальные кабели к СИКОН С70 крессируются в пломбируемом отсеке корпуса СИКОН С70 или в отдельном пломбируемом кросс - блоке. Все электронные компоненты СИКОН С70 установлены в

пломбируемом отсеке. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт СИКОН С70 после возобновления питания.

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго" приведен в таблице 1.

Таблица 1

Измерительный канал		Средство измерений	
№ ИК	Наименование присоединения	Вид СИ (наименование, тип, номер Госреестра)	Метрологические характеристики, заводские номера
1	2	3	4
1	п/ст "Славянка" ф.5 КРУ-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10С Г/р № 29390-05	$K_I=200/5A$; КТ 0,5S №№ 199; 200
		ТН трансформатор напряжения НАМИ-10-95 Г/р № 20186-05	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № 957
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{ном} = 5 А; I_{макс}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106061215
2	п/ст "Славянка" ф.6 КРУ-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10С Г/р № 29390-05	$K_I=200/5A$; КТ 0,5S №№ 528; 440
		ТН трансформатор напряжения НАМИ-10-95 Г/р № 20186-05	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № 957
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{ном} = 5 А; I_{макс}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 105063198
3	п/ст "Славянка" ф.10 КРУ-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10 Г/р № 1276-59	$K_I=200/5A$; КТ 0,5 №№ 241; 1649
		ТН трансформатор напряжения НАМИ-10-95 Г/р № 20186-05	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № 957
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{ном} = 5 А; I_{макс}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 105061068
4	п/ст "Славянка" ф.12 КРУ-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10С Г/р № 29390-05	$K_I=200/5A$; КТ 0,5S №№ 03521; 36337
		ТН трансформатор напряжения НАМИ-10-95 Г/р № 20186-05	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № 957
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{ном} = 5 А; I_{макс}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 105061039

1	2	3	4
5	п/ст "Славянка" ф.16 КРУ-10 кВ, II с.ш.	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10 Г/р № 1276-59	$K_I=200/5A$; КТ 0,5 №№ 80233; 55911
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № 1076
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 105061012
6	п/ст "Славянка" ф.18 КРУ-10 кВ, II с.ш.	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10С Г/р № 29390-05	$K_I=200/5A$; КТ 0,5S №№ 347; 345
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № 1076
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 105061042
7	п/ст "Славянка" ф.19 КРУ-10 кВ, II с.ш.	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10 Г/р № 1276-59	$K_I=200/5A$; КТ 0,5 №№ 32018; 32268
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № 1076
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106061218
8	п/ст "Славянка" ф.20 КРУ-10 кВ, II с.ш.	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10 Г/р № 1276-59	$K_I=200/5A$; КТ 0,5 №№ 38268; 86393
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № 1076
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 105060199
9	п/ст "Славянка" ф.25 КРУ-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10 Г/р № 1276-59	$K_I=200/5A$; КТ 0,5 №№ 25151; 25868
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № 3833
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106062151
10	п/ст "Славянка" ф.31 КРУ-10 кВ, II с.ш.	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10С Г/р № 29390-05	$K_I=200/5A$; КТ 0,5S №№ 122; 123
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № 3849
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106061216

1	2	3	4
11	п/ст "Славянка" присоединение ТП-21, ВЛ-10 кВ ф.4	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10С Г/р № 29390-05	$K_I=150/5A$; КТ 0,5S №№ 65104; 85905
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 № 1581
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 104073158
12	п/ст "Славянка" присоединение ТП-47, оп №14 ВЛ-10 кВ ф.4	ТТ трансформатор тока ТОЛ-ЭС-10 Г/р № 34651-07	$K_I=10/5A$; КТ 0,5S №№ 04216; 04221
		ТН трансформатор напряжения GZ-12 Г/р № 28405-04	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 №№ 30376951; 30376942
		Счетчик ПСЧ-4ТМ.05 Г/р № 27779-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 304073237
13	п/ст "Славянка", присоединение ТП-35, оп №24 ВЛ-10 кВ ф.14	ТТ трансформатор тока ТОЛ-ЭС-10 Г/р № 34651-07	$K_I=10/5A$; КТ 0,5S №№ 04223; 04210
		ТН трансформатор напряжения GZ-12 Г/р № 28405-04	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 №№ 30376955; 30376935
		Счетчик ПСЧ-4ТМ.05 Г/р № 27779-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 304073193
14	п/ст "Славянка", присоединение ТП-24, оп №31 ВЛ-10 кВ ф.26	ТТ трансформатор тока ТОЛ-ЭС-10 Г/р № 34651-07	$K_I=10/5A$; КТ 0,5S №№ 04222; 04212
		ТН трансформатор напряжения GZ-12 Г/р № 28405-04	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 №№ 30376950; 30377650
		Счетчик ПСЧ-4ТМ.05 Г/р № 27779-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 0312073255
15	п/ст "Краскино, ф.5 КРУН-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТВЛМ-10 Г/р № 1856-63	$K_I=100/5A$; КТ 0,5 №№ 07338; 07401
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 № 1321
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 105062016
16	п/ст "Краскино, ф.6 КРУН-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТВЛМ-10 Г/р № 1856-63	$K_I=100/5A$; КТ 0,5 №№ 02406; 07438
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 № 1321
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 105062037

1	2	3	4
17	п/ст "Краскино, ф.12 КРУН-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТВЛМ-10 Г/р № 1856-63	$K_I=100/5A$; КТ 0,5 №№ 07143; 17284
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 № 1373
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106062010
18	п/ст "Краскино", присоединение ТП-83, оп №37 ВЛ-10 кВ ф.11	ТТ трансформатор тока ТОЛ-ЭС-10 Г/р № 34651-07	$K_I=10/5A$; КТ 0,5S №№ 04204; 04215
		ТН трансформатор напряжения GZ-12 Г/р № 28405-04	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 №№ 30399619; 30399615
		Счетчик ПСЧ-4ТМ.05 Г/р № 27779-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 304073235
19	п/ст "Посъет" ф.3 КРУН-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТПЛМ-10 Г/р № 2363-68	$K_I=100/5A$; КТ 0,5 №№ 53438; 37043
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 № 1925
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106061207
20	п/ст "Посъет" ф.5 КРУН-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТПЛМ-10 Г/р № 2363-68	$K_I=50/5A$; КТ 0,5 №№ 15454; 5188
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 № 1925
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 105061214
21	п/ст "Посъет" ф.10 КРУН-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТЛМ-10 Г/р № 2473-00	$K_I=50/5A$; КТ 0,5S №№ 1365; 1375
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 № 969
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 105062009
22	п/ст "Посъет" ф.11 КРУН-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТЛМ-10 Г/р № 2473-00	$K_I=100/5A$; КТ 0,5 №№ 47334; 46242
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 № 969
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 105061109

1	2	3	4
23	п/ст "Посъет" ф.15 КРУН-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТЛМ-10 Г/р № 2473-00	$K_I=50/5A$; КТ 0,5 №№ 10519; 09806
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 № 969
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106062172
24	п/ст "Троица" ф.7 КРУ-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТЛМ-10 Г/р № 2473-00	$K_I=50/5A$; КТ 0,5 №№ 0520; 8602
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 № 402
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106061123
25	п/ст "Троица" ф.8 КРУ-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТЛМ-10 Г/р № 2473-00	$K_I=150/5A$; КТ 0,5S №№ 02334; 02337
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 № 402
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106061130
26	п/ст "Троица" ф.9 КРУ-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТЛМ-10 Г/р № 2473-00	$K_I=100/5A$; КТ 0,5 №№ 6317; 4267
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 № 402
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106061122
27	п/ст "Троица" ф.10 КРУ-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТЛМ-10 Г/р № 2473-00	$K_I=75/5A$; КТ 0,5 №№ 2737; 3170
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 № 402
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106061124
28	п/ст "Троица" ф.18 КРУ-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТЛМ-10 Г/р № 2473-00	$K_I=100/5A$; КТ 0,5 №№ 3271; 3799
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U=10000/100 В$ КТ 0,5 № 504
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106061160

1	2	3	4
29	п/ст "Троица" ф.19 КРУ-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТЛМ-10 Г/р № 2473-00	$K_I=200/5A$; КТ 0,5S №№ 02422; 02357
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № 504
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106061167
30	п/ст "Троица" ф.20 КРУ-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТЛМ-10 Г/р № 2473-00	$K_I=75/5A$; КТ 0,5 №№ 5045; 1328
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № 504
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106061137
31	п/ст "Троица" ф.21 КРУ-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТЛМ-10 Г/р № 2473-00	$K_I=100/5A$; КТ 0,5 №№ 9762; 9208
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № 504
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106061139
32	п/ст "Барабаш" ф.6 КРУН-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10 Г/р № 1276-59	$K_I=200/5A$; КТ 0,5 №№ 2858; 66128
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № ХССТ
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106062003
33	п/ст "Барабаш" присоединение ТП-89, оп№38 ВЛ-10 кВ ф.5	ТТ трансформатор тока ТОЛ-ЭС-10 Г/р № 34651-07	$K_I=10/5A$; КТ 0,5S №№ 04214; 04211
		ТН трансформатор напряжения GZ-12 Г/р № 28405-04	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 №№ 30376953; 30377652
		Счетчик ПСЧ-4ТМ.05 Г/р № 27779-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 304073231
34	п/ст "Барабаш" присоединение (ТП-19,ТП-92) оп№17 ВЛ-10 кВ ф.5	ТТ трансформатор тока ТОЛ-ЭС-10 Г/р № 34651-07	$K_I=30/5A$; КТ 0,5S №№ 04203; 04247
		ТН трансформатор напряжения GZ-12 Г/р № 28405-04	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 №№ 30376940; 30376957
		Счетчик ПСЧ-4ТМ.05 Г/р № 27779-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 304073236

1	2	3	4
35	п/ст "Безверхово" ф.1 КРУН-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10С Г/р № 29390-05	$K_I=100/5A$; КТ 0,5S №№ 1453; 1437
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № ХЕПР
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106062009
36	п/ст "Безверхово" присоединение ТП-94 оп№5 ВЛ-10 кВ ф.5	ТТ трансформатор тока ТОЛ-ЭС-10 Г/р № 34651-07	$K_I=15/5A$; КТ 0,5S №№ 04207; 04208
		ТН трансформатор напряжения GZ-12 Г/р № 28405-04	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 №№ 30376949; 30377643
		Счетчик ПСЧ-4ТМ.05 Г/р № 27779-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 304073230
37	п/ст "Приморская" ф.4 КРУН-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТВЛМ-10 Г/р № 1856-63	$K_I=200/5A$; КТ 0,5 №№ 4797; 7436
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № 542
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106062098
38	п/ст "Хасанская" ф.4 КРУН-10 кВ, I с.ш.	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10С Г/р № 29390-05	$K_I=50/5A$; КТ 0,5S №№ 1395; 1394
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 Г/р № 831-69	$K_U= 10000/100 В$ КТ 0,5 № 3699
		Счетчик СЭТ-4.ТМ.03 Г/р № 27524-04	$I_{НОМ} = 5 А; I_{МАКС}=7,5 А$; КТ 0,5S/1,0 № 106062022
		Устройство сбора и передачи данных Сикон С-70 Г/р № 28822-05	№ 01931 № 01930 № 01932
		Устройство синхронизации времени УСВ-1 Г/р № 28716-05	№ 768
		Сервер БД «ИКМ-Пирамида» Г/р № 29484-05	№ 255

Примечание - Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД, УСВ и сервера БД на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в ОАО "Хасанкоммунэнерго" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго" как его неотъемлемая часть.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные технические и метрологические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго"

Наименование характеристики	Значение характеристики	Примечания
Количество измерительных каналов	38	
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	10	ИК 1-38
Отклонение напряжения от номинального, %	±10	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования.
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	200	ИК 1-10,29,32,37
	150	ИК 11, 25
	100	ИК 15-17; 19, 22,26,28,31,35
	75	ИК 27,30
	50	ИК 20,21,23,24,38
	30	ИК 34
	15	ИК 36
	10	ИК 12-14; 18,33
Диапазон изменения тока в % от номинального	От 2 до 120	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования объекта
Диапазон изменения коэффициента мощности	От 0,5 до 1,0	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования объекта
Фактический диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С: трансформаторы напряжения и тока; электросчетчики, УСПД	от – 25 до +30 от +10 до +30 от -25 до +30 от +10 до +30	ИК 1-10, 15-17,19-31 ИК 11-14,18, 32-38
Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов, с/сутки	±5	С учетом коррекции по GPS
Предел допускаемого значения разности показаний часов всех компонентов системы, с	±5	С учетом внутренней коррекции времени в системе
Срок службы, лет: трансформаторы напряжения, тока; электросчетчики; УСПД; Сервер БД; УСВ	25 20 12 15 15	В соответствии с технической документацией завода-изготовителя

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК коммерческого учета при измерении активной и реактивной электрической мощности и энергии, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго" приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго"					
№ ИК	Значение $\cos\varphi$	для диапазона $2\% \leq I/I_n < 5\%$	для диапазона $5\% \leq I/I_n < 20\%$	для диапазона $20\% \leq I/I_n < 100\%$	для диапазона $100\% \leq I/I_n \leq 120\%$
1	2	3	4	5	6
1,2,4,6,10	1,0	2,0	1,2	1,1	1,1
	0,9	2,4	1,8	1,3	1,3
	0,8	2,8	2,0	1,5	1,5
	0,5	4,9	3,2	2,3	2,3
3,5,7,8,9	1,0	-	1,9	1,2	1,1
	0,9	-	2,6	1,6	1,3
	0,8	-	3,1	1,8	1,5
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
11,12,13,14,33,34	0,5	5,5	4,0	3,4	3,4
	0,8	3,7	3,1	2,8	2,8
	0,9	3,4	3,0	2,8	2,8
	1,0	2,4	1,9	1,8	1,8
15,16,17	1,0	-	1,9	1,2	1,1
	0,9	-	2,6	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,8	1,5
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
18	1,0	2,4	1,9	1,8	1,8
	0,9	3,4	3,0	2,8	2,8
	0,8	3,7	3,2	2,9	2,9
	0,5	5,5	4,0	3,4	3,4
19,20,22,23	1,0	-	1,9	1,2	1,1
	0,9	-	2,6	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,8	1,5
	0,5	-	5,5	3,1	2,3
21	1,0	2,0	1,2	1,1	1,1
	0,9	2,4	1,8	1,4	1,4
	0,8	2,8	2,0	1,5	1,5
	0,5	4,9	3,2	2,3	2,3
24,26,27,28,30,31	1,0	-	1,9	1,2	1,1
	0,9	-	2,6	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,8	1,5
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
25,29	1,0	2,0	1,2	1,1	1,1
	0,9	2,4	1,8	1,4	1,3
	0,8	2,8	2,0	1,5	1,5
	0,5	4,9	3,2	2,3	2,3
32	1,0	-	2,4	1,9	1,8
	0,9	-	3,5	2,9	2,8
	0,8	-	3,9	3,0	2,8
	0,5	-	6,0	3,9	3,4

1	2	3	4	5	6
35,36	1,0	2,4	1,9	1,8	1,8
	0,9	3,4	3,0	2,8	2,8
	0,8	3,7	3,1	2,8	2,8
	0,5	5,5	4,0	3,4	3,4
37	1,0	-	2,4	1,9	1,8
	0,9	-	3,5	2,9	2,8
	0,8	-	3,9	3,1	2,8
	0,5	-	6,0	3,9	3,4
38	1,0	2,4	1,9	1,8	1,8
	0,9	3,4	3,0	2,8	2,8
	0,8	3,7	3,1	2,8	2,8
	0,5	5,5	4,0	3,4	3,4

Таблица 4

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго"					
№ ИК	Значение $\cos\varphi$	для диапазона $2\% \leq I/In < 5\%$	для диапазона $5\% \leq I/In < 20\%$	для диапазона $20\% \leq I/In < 100\%$	для диапазона $100\% \leq I/In \leq 120\%$
1,2,4,6,10	0,9	5,9	3,9	2,9	2,9
	0,8	4,2	3,0	2,3	2,3
	0,5	2,9	2,3	1,8	1,8
3,5,7,8,9	0,9	-	6,6	3,7	2,9
	0,8	-	4,7	2,8	2,3
	0,5	-	3,1	2,0	1,8
11,12,13,14,33,34	0,9	6,8	5,2	4,5	4,5
	0,8	5,4	4,5	4,1	4,1
	0,5	4,4	4,1	3,8	3,8
15,16,17	0,9	-	6,7	3,8	3,1
	0,8	-	4,8	2,9	2,5
	0,5	-	3,1	2,0	1,8
18	0,9	6,9	5,3	4,5	4,6
	0,8	5,5	4,6	4,2	4,2
	0,5	4,5	4,1	3,8	3,8
19,20,22,23	0,9	-	6,7	3,8	3,1
	0,8	-	4,8	2,9	2,5
	0,5	-	3,2	2,1	1,9
21	0,9	6,0	4,0	3,1	3,0
	0,8	4,4	3,2	2,5	2,5
	0,5	3,1	2,4	1,9	1,9
24,26,27,28,30,31	0,9	-	6,6	3,8	3,0
	0,8	-	4,7	2,8	2,4
	0,5	-	3,1	2,0	1,8
25,29	0,8	4,3	3,1	2,4	2,4
	0,9	5,5	3,9	3,0	2,9
	0,5	2,9	2,4	1,8	1,8

1	2	3	4	5	6
32	0,9	-	7,4	5,0	4,5
	0,8	-	5,8	4,4	4,1
	0,5	-	4,6	3,9	3,8
35,36	0,9	6,8	5,2	4,4	4,5
	0,8	5,4	4,5	4,1	4,1
	0,5	4,4	3,5	3,8	3,8
37	0,9	-	7,4	5,0	4,5
	0,8	-	5,8	4,4	4,1
	0,5	-	4,6	3,2	3,8
38	0,9	6,8	5,2	4,5	4,5
	0,8	5,4	4,5	4,1	4,1
	0,5	4,4	4,1	3,8	3,8

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации типографским или иным способом на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго".

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго" определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки.

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом МП 2203-0144-2009 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго". Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» в феврале 2009 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчики ПСЧ-4ТМ.05 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.126 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.126 РЭ. Методика поверки согласована с ГЦИ СИ ФГУ "Нижегородский ЦСМ" в октябре 2004г.;
- Счетчики СЭТ-4.ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с ГЦИ СИ ФГУ "Нижегородский ЦСМ" в сентябре 2004г.;
- УСПД СИКОН С70- по документу "Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1", утвержденная ВНИИМС в 2005 г.
- УСВ-1 – по документу "Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП", утвержденная ФГУП "ВНИИФТРИ" в 2004г.
- ИКМ-Пирамида по методике поверки «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки» ВЛСТ 230.00.000 И1.

Межповерочный интервал – 4 года

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО "Хасанкоммунэнерго", заводской номер 001, утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель:

ЗАО "Энерготестконтроль Северо-Запад"
195197, г.Санкт-Петербург, ул. Благодатная, 6
Тел./факс (812) 449-83-04

Генеральный директор
ЗАО «Энерготестконтроль Северо-Запад»



Ю.Х.Бизиков