

«Согласовано»

Руководитель ГЦИ СИ- Директор ФГУ

«Самарский ЦСИ»
А.М. Стрельников

26.12.2007г



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительно-информационная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Тяжмаш»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 36914-08 Взамен №
---	--

Изготовлена ООО «Промсервис - СД» для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Тяжмаш» по ГОСТ 22261-94 и проектной документации ООО «Промсервис - СД» г. Самара, согласованной с НП АТС, заводской № 10.

Назначение и область применения.

Система измерительно-информационная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Тяжмаш» (далее АИИС КУЭ ОАО «Тяжмаш») предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Тяжмаш», автоматического сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание.

АИИС КУЭ ОАО «Тяжмаш» представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ОАО «Тяжмаш» выполняет следующие функции:

- измерение с нарастающим итогом активной и реактивной электроэнергии с дискретностью во времени 30 минут в точках учета;
- вычисление приращений активной и реактивной электроэнергии за учетный период;
- вычисление средней активной и реактивной мощности на интервале времени 30 минут;
- периодический или по запросу автоматический сбор и суммирование привязанных к единому календарному времени измеренных данных от отдельных точек учета;
- хранение данных об измеренных величинах в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных, энергонезависимая память) и от несанкционированного доступа;
- передачу в организации – участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны энергосбытовых организаций;
- обеспечение защиты оборудования (включая средства измерений и присоединения линий связи), программного обеспечения и базы данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- диагностика и мониторинг состояния технических и программных средств АИИС КУЭ ОАО «Тяжмаш»;
- ведение системы единого времени АИИС КУЭ ОАО «Тяжмаш» (коррекция времени).

1-ый уровень системы включает в себя: измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 S по ГОСТ 7746 и трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983; счетчики

активной и реактивной электроэнергии ЦЭ 6850 М класса точности 0,5S/1,0и 0,2 S /0,5 в ГР №20176-03 по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии и по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленных на объектах, указанных в таблице 1(50 точек измерения). Вторичные электрические цепи. Технические средства каналов передачи данных.

2-ой уровень представляет собой - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий центральное устройство сбора и передачи данных УСПД) типа «ВЭП 01С»-1шт в ГР №25556-03, выполняющего функции сбора и хранения результатов измерений

3-ий уровень представляет собой - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер БД (Hippo Server), автоматизированное рабочее место - в здании центра сбора информации ОАО «Тяжмаш», устройства синхронизации системного времени -УССВ (35HVS), технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД (где производится хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН ,формирование и хранение поступающей информации ,оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации – участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера баз данных, по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через Интернет-провайдера. Скорость передачи данных не менее 9600 бит/сек и коэффициент готовности не хуже 0,95.

АИИС КУЭ ОАО «Тяжмаш» оснащена системой обеспечения единого времени СОЕВ. В СОЕВ входят средства измерений, обеспечивающие измерение времени, также учитываются временные характеристики (задержки) линий связи, которые используются при синхронизации времени. Устройство синхронизации системного времени обеспечивает синхронизацию времени через встроенный GPS приемник автономно для каждого промконтроллера ВЭП 01 и входит отдельным блоком в состав промконтроллера ВЭП 01 С. Время УСПД синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД осуществляется 1 раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков со временем УСПД ± 2 с. Сличение времени сервера БД с временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера БД со временем УСПД ± 2 с. Погрешность системного времени ± 5 с/сутки.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств момент непосредственно предшествующий коррекции.

Основные технические характеристики.

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице №1.

активной и реактивной электроэнергии ЦЭ 6850 М класса точности 0,5S/1,0и 0,2 S /0,5 в ГР №20176-03 по Гост 30206 для активной электроэнергии и по Гост 26035 для реактивной электроэнергии, установленных на объектах, указанных в таблице 1(50 точек измерения). Вторичные электрические цепи. Технические средства каналов передачи данных.

2-ой уровень представляет собой - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий центральное устройство сбора и передачи данных УСПД) типа «ВЭП 01С»-1шт в ГР №25556-03, выполняющего функции сбора и хранения результатов измерений

3-ий уровень представляет собой - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер БД (Hippo Server), автоматизированное рабочее место - в здании центра сбора информации ОАО «Тяжмаш», устройства синхронизации системного времени -УССВ (35HVS), технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД (где производится хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН ,формирование и хранение поступающей информации ,оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации – участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера баз данных, по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через Интернет-провайдера. Скорость передачи данных не менее 9600 бит/сек и коэффициент готовности не хуже 0,95.

АИИС КУЭ ОАО «Тяжмаш» оснащена системой обеспечения единого времени СОЕВ. В СОЕВ входят средства измерений, обеспечивающие измерение времени, также учитываются временные характеристики (задержки) линий связи, которые используются при синхронизации времени. Устройство синхронизации системного времени обеспечивает синхронизацию времени через встроенный GPS приемник автономно для каждого промконтроллера ВЭП 01 и входит отдельным блоком в состав промконтроллера ВЭП 01 С. Время УСПД синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД осуществляется 1 раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков со временем УСПД ± 2 с. Сличение времени сервера БД с временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера БД со временем УСПД ± 2 с. Погрешность системного времени ± 5 с/сутки.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств момент непосредственно предшествующий коррекции.

Основные технические характеристики.

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице №1.

Таблица №1

Таблица №1. Состав измерительного канала АИИС КУЭ. Основная погрешность ИК. Погрешность ИК в рабочих условиях.

Номер канала	Наименование объекта учета (контролируемого присоединения); код НП «АТС»	Состав измерительного канала				УСПД	Вид эл. энергии	Основная погрешность ИК, %	Погрешность ИК в рабочих условиях, %
		Трансформатор Тока, Тип, Класс точности, Зав. номер	Трансформатор Напряжения, Тип, Класс точности, Зав. номер	Счетчик трехфазный переменного тока активной и реактивной энергии					
1	2	3	4	5	6	7	9	10	
1	ввод-1 ф.12а	ТЛШ-10-1 У3; 3000/5; КТ 0,5S; 4015; 4016; 16.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 6000/ 100; КТ 0,5; 2304; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60848898; 11.06	ВЭП-01 Зав № 20070300428, дата поверки IV-2007 г	А Р	1,24	1,42	
2	ввод-2 ф.25	ТЛШ-10-1 У3; 3000/5; КТ 0,5S; 3993; 3994; 15.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 6000/ 100; КТ 0,5; 2272; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60848922; 11.06			1,91	2,22	
3	ТСН-1	ТОП-0,66 У3; 100/5; КТ 0,5S; 95915; 95917; 95914; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N846317; 12.06			1,15	1,35	
4	ТСН-2	ТОП-0,66 У3; 100/5; КТ 0,5S; 95909; 95911; 95908; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N831732; 11.06			1,88	2,19	
5	Т-1 яч.16	ТЛШ-10-1 У3; 3000/5; КТ 0,5S; 3995; 3996; 15.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 10000/ 100; КТ 0,5; 2228; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60838647 ; 11.06			1,24	1,42	
6	Т-1 яч.21	ТЛШ-10-1 У3; 3000/5; КТ 0,5S; 3991; 3959; 15.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 10000/ 100; КТ 0,5; 2170; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60838442; 11.06			1,91	2,22	

1	2	3	4	5	6	7	9	10
7	Т-2 яч.47	ТЛШ-10-1 У3; 3000/5; КТ 0,5S; 4030; 4029; 19.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 10000/ 100; КТ 0,5; 2139; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60838240; 11.06	ВЭП-01 Зав № 20070300428, дата поверки IV-2007 г	А Р	1,24	1,42
8	Т-2 яч.53	ТЛШ-10-1 У3; 3000/5; КТ 0,5S; 4056; 4017; 19.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 10000/ 100; КТ 0,5; 2231; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 69835813; 11.06			1,91	2,22
9	ГПП-2 ТСН-1	ТШП-0,66 У3; 300/5; КТ 0,5S; 86923; 86916; 86922; 23.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N841175; 11.06			1,15	1,35
10	ГПП-2 ТСН-2	ТШП-0,66 У3 300/5; КТ 0,5S; 86919; 86917; 86921; 23.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N839234; 12.06			1,88	2,19
11	ф.4 Самаратрансгаз	ТПЛ-10-М У2; 50/5; КТ 0,5S; 4685; 4682; 14.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 10000/ 100; КТ 0,5; 2228; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60840457; 11.06				
12	ф.6 ООО "Спектр"	ТПЛ-10-М У2; 200/5; КТ 0,5S; 4593; 4594; 05.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 10000/ 100; КТ 0,5; 2228; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60838567; 11.06				
13	ф.27 ООО "Спектр"	ТПЛ-10-М У2; 200/5; КТ 0,5S; 4547; 4592; 05.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 10000/ 100; КТ 0,5; 2170; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60840435; 11.06			1,24	1,42
14	ф.25 КЭЧ Сызранского р-на	ТПЛ-10-М У2; 50/5; КТ 0,5S; 4683; 4684; 14.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 10000/ 100; КТ 0,5; 2170; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60838422; 11.06			1,91	2,22

1	2	3	4	5	6	7	9	10
15	ф.3 МУП "Энергетик"	ТПЛ-10-М У2; 400/5; КТ 0,5S; 4691; 4711; 10.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 6000/ 100; КТ 0,5; 2304; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60838238; 11.06	ВЭП-01 Зав № 20070300428, дата поверки IV -2007 г	А Р	1,24 1,91	1,42 2,22
16	ф.9 ОАО "РЖД"	ТПОЛ-10 У3; 400/5; КТ 0,5S; 12581; 12584; 10.11.2006;	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 6000/ 100; КТ 0,5; 2304; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60838465; 11.06				
17	ф.19 "С ГЭС"	ТПЛ-10-М У2; 150/5; КТ 0,5S; 4673; 4659; 10.11.2006;	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 6000/ 100; КТ 0,5; 2272; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60849066; 11.06				
18	ф.23 "С ГЭС"	ТПОЛ-10 У3; 150/5; КТ 0,5S; 12834; 12835; 17.11.2006;	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 6000/ 100; КТ 0,5; 2272; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 69835826; 11.06				
19	ф.24 МУП "Энергетик"	ТПЛ-10-М У2; 400/5; КТ 0,5S; 4709; 4710; 14.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 6000/ 100; КТ 0,5; 2272; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60838500; 11.06				
20	ф.28 "С ГЭС"	ТПОЛ-10 У3; 400/5; КТ 0,5S; 12582; 12583; 11.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 6000/ 100; КТ 0,5; 2272; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60848945; 11.06				
21	ф.43 "С ГЭС"	ТПЛ-10-М У2; 100/5; КТ 0,5S; 4668; 4669; 13.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 6000/ 100; КТ 0,5; 2272; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60849053; 11.06				
22	ф.44 "С ГЭС"	ТПЛ-10-М У2; 200/5; КТ 0,5S; 4596; 4595; 05.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 6000/ 100; КТ 0,5; 2272; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60848887; 11.06				

1	2	3	4	5	6	7	9	10
23	ООО "С ГЭС"	ТПОЛ-10 У3; 300/5; КТ 0,5S; 11839; 12543; 03.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 6000/ 100; КТ 0,5; 2271; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60838359; 11.06	ВЭП-01 Зав № 20070300428, дага поверки IV-2007 г	А Р	1,24	1,42
24	ЧП Трубина-1	ТОП-0,66 У3; 50/5; КТ 0,5S; 95799; 95836; 95833; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N828149; 12.06			1,91	2,22
25	ЧП Неронов	ТШП-0,66 У3; 400/5; КТ 0,5S; 86995; 86996; 86994; 23.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N831625; 11.06				
26	ООО "Рассвет"	ТОП-0,66 У3; 50/5; КТ 0,5S; 95834; 95808; 95825; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N838360; 11.06			1,15	1,35
27	ОАО "Полиметаллическая кровля" учет-1	ТОП-0,66 У3; 50/5; КТ 0,5S; 95813; 95820; 95809 ; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N806376; 11.06			1,88	2,19
28	ОАО "Полиметаллическая кровля" учет-2	ТОП-0,66 У3; 50/5; КТ 0,5S; 95818; 95824; 95811 ; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N831624; 11.06				
29	ООО "Нониус" учет-1	ТОП-0,66 У3; 100/5; КТ 0,5S; 95921; 95922; 95910; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N812253; 11.06				

1	2	3	4	5	6	7	9	10
30	ООО "Нониус" учет-2	ТОП-0,66 У3; 100/5; КТ 0,5S; 95918; 95919; 95920; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N839180; 11.06	ВЭП-01 Зав № 20070300428, дата поверки IV-2007 г	А Р	1,15	1,35
31	НПП "Энергомаш"	ТШП-0,66 У3; 300/5; КТ 0,5S; 86920; 86918; 86924; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N828816; 11.06			1,88	2,19
32	ЧП Игошкин	ТОП-0,66 У3; 50/5; КТ 0,5S; 95800; 95829; 95835; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N831790; 11.06				
33	ПКП "Ритм"	ТОП-0,66 У3; 100/5; КТ 0,5S; 95913; 95912; 95916 ; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N831623; 11.06				
34	ОАО "РЖД"-1	ТШП-0,66 У3; 600/5; КТ 0,5S; 87034; 87035; 87033; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N831777 ; 11.06				
35	ОАО "РЖД"-2	ТОП-0,66 У3; 150/5; КТ 0,5S; 96014; 96015; 96013; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N839509; 11.06				
36	МУП "Энергетик"	ТПОЛ-10 У3; 150/50; КТ 0,5S; 12742; 12743; 10.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 6000/ 100; КТ 0,5; 2279; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60840314; 11.06			1,24	1,42
							1,91	2,22

1	2	3	4	5	6	7	9	10
37	база ЗАО "Дельта"	ТОП-0,66 У3; 50/5; КТ 0,5S; 95810; 95842; 95814; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N812254; 11.06	ВЭП-01 Зав № 20070300428, дата поверки IV-2007 г	А Р	1,15	1,35
38	растворный узел ЗАО "Дельта"	ТОП-0,66 У3; 200/5; КТ 0,5S; 96256; 96257; 96258 ; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N829913 ; 11.06			1,88	2,19
39	производственная база ЗАО "Дельта"	ТШП-0,66 У3; 400/5; КТ 0,5S; 86992; 86993; 86991; 23.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N828788; 11.06			1,15	1,35
40	ООО "С ГЭС" 1	ТПЛ-10-М У2; 100/5; КТ 0,5S; 4667; 4670; 14.11.2006	НАМИТ-10-2 УХЛ2; 6000/ 100; КТ 0,5; 2273; 07.12.2006	ЦЭ6850М; КТ 0,2S/0,5; 60838522; 11.06			1,24	1,42
41	ООО "С ГЭС" 2	ТШП-0,66 У3; 300/5; КТ 0,5S; 6645; 6644; 6646; 26.01.2007	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N841153; 11.06			1,91	2,22
42	ЗАО "Кардан"1	ТШЛ-0,66 У3; 3000/5; КТ 0,5S; 9277; 9283; 9278; 02.11.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N841241; 11.06				
43	ЗАО "Кардан"2	ТШЛ-0,66 У3; 3000/5; КТ 0,5S; 9272; 9279; 9280; 02.11.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N831567; 12.06			1,15	1,35
44	Гараж ЗАО "Кардан"	ТОП-0,66 У3; 50/5; КТ 0,5S; 95828; 95802; 95801; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N812242; 11.06			1,88	2,19

1	2	3	4	5	6	7	9	10
45	Нефтеналивной причал ООО "Самара-Терминал"	ТШЛ-0,66-II У2; 400/5; КТ 0,5S; 1144; 1145; 1146; 28.01.2007	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N839476; 11.06	ВЭП-01Зав № 20070300428, дата поверки IV-2007 г	А Р	1,15 1,88	1,3 5 2,1 9
46	ЗАО "СМАРТС"	ТОП-0,66 У3; 50/5; КТ 0,5S; 95831; 95806; 95841; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N831602; 11.06				
47	ОАО "МСС-Поволжье"	ТОП-0,66 У3; 50/5; КТ 0,5S; 95822; 95816; 95821; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N831723; 12.06				
48	ООО "МТС"	ТОП-0,66 У3; 50/5; КТ 0,5S; 95827; 95812; 95837; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N831547; 11.06				
49	ОАО "ВымпелКом"	ТОП-0,66 У3; 50/5; КТ 0,5S; 95807; 95826; 95803; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N841197; 12.06				
50	ПКП "Ритм"	ТОП-0,66 У3; 50/5; КТ 0,5S; 95823; 95840; 95830; 24.10.2006	-----	ЦЭ6850М; КТ 0,5S/1; 6N838276; 12.06				

Примечание:

1. Погрешность измерений для ТТ класса точности 0,5 S нормируется для тока в диапазоне 1-120% от номинального значения
2. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (трехминутная, получасовая).
3. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0.95.
4. Нормальные условия:
- параметры сети: напряжение $(0,98...1,02) \cdot U_{ном}$, $\cos \varphi = 0,9_{инд}$
- температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$
5. Рабочие условия:
- параметры сети: напряжение $(0,9...1,1) \cdot U_{ном}$, ток $(0,05...1,2) \cdot I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8_{инд}$

-допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 °С до + 70 °С для счетчиков от минус 40 °С до +55 °С; для УСПД от минус 35 °С до +50 °С

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 при измерении активной электроэнергии и по ГОСТ 26035 при измерении реактивной электроэнергии.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик ЦЭ 6850 М - для периода усреднения, равного 30 минутам, глубина хранения в двух направлениях составляет 50 суток и при отключении питания –не менее 10 лет

-УСПД

- среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов,

-средний срок службы – не менее 18 лет

- среднее время восстановления не более -1 часа,

-Сервер:

- среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов,

- время восстановления 1 час

. -коэффициент готовности не менее-0,99

-СОЕВ:

-коэффициент готовности - не хуже 0,95,

-среднее время восстановления не более -168 часов

Надежность системных решений:

•резервирование питания УСПД реализовано с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

•резервирование каналов связи: реализовано с помощью передачи по электронной почте и сотовой связи информации о результатах измерений в организации-участники оптового рынка;

Регистрация событий:

•в журналах событий счетчика, УСПД фиксируются факты:

-параметрирования;

-пропадания напряжения,

-коррекция времени

Защищенность применяемых компонентов:

•наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

-электросчетчика;

-промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

-испытательной коробки;

-УСПД;

-сервера.

•наличие защиты на программном уровне:

-пароль на счетчике;

-пароль на УСПД;

-пароль на сервере

Глубина хранения информации:

тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток, и при отключении питания - не менее 10 лет;

•электросчетчик - - для периода усреднения, равного 30 минутам, глубина хранения в двух направлениях составляет 50 суток и при отключении питания –не менее 10 лет

•УСПД- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу не менее 45 суток и электропотребление за месяц по каждому каналу- не менее 4лет (функция автоматизирована), хранение информации при отключении питания –не менее 1 года;

•ИВК - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа.

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ ОАО «Тяжмаш» типографским способом.

Комплектность.

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Тяжмаш» приведена и должна соответствовать комплектности, приведенной в формуляре на АИИС КУЭ ОАО «Тяжмаш» ФО 4222-10-6315501876.-2006.

Поверка.

Поверка проводится в соответствии с документами о поверке:

1. ИЕС.411152.034 МП. Методика поверки. Счетчик электрической энергии ЦЭ 6850 М.
 2. ГОСТ 8.216-88 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
 3. ГОСТ 8.217-03 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
 4. МИ 2845-2003 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6,3-35 кВ;
 5. Контроллер измерительный программируемый «ВЭП 01». Методика поверки. МП 4250-001-36888188-2003 Утверждена ФГУ Самарский ЦСМ
 6. УССВ(35HVS). Поверяется в составе промконтроллера ВЭП 01. Методика поверки. МП 4250-001-36888188-2003 Утверждена ФГУ Самарский ЦСМ
- Межповерочный интервал - 4 года.

Нормативные документы.

1. ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
3. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.. Основные положения.
4. ГОСТ 7746-01 «Трансформаторы тока. Общие технические условия.
5. ГОСТ 1983-01 «Трансформаторы напряжения, Общие технические условия
6. ГОСТ 30206-94 «Межгосударственный стандарт. «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (класс точности 0,2S и 0,5S)

Заключение.

Тип системы измерительно-информационной автоматизированной коммерческого учета электрической энергии ОАО «Тяжмаш» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель:

ООО «Промсервис»

Директор

443068, г. Самара.

ул. Конноармейская, 13

