

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО ТФ «BATT»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО ТФ «BATT» (далее – АИИС КУЭ ЗАО ТФ «BATT») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ЗАО ТФ «BATT», измерений времени, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений АИИС КУЭ ЗАО ТФ «BATT» могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ЗАО ТФ «BATT» представляет собой двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ ЗАО ТФ «BATT» выполняет следующие функции:

- измерение активной и реактивной электрической энергии в точках учета с нарастающим итогом с дискретностью во времени 30 минут;
- вычисление приращений активной и реактивной электрической энергии за учетный период;
- вычисление средней активной и реактивной электрической мощности на интервале времени 30 минут;
- периодический или по запросу автоматический сбор и суммирование результатов измерений, привязанных к шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение результатов измерений 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 баз данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ЗАО ТФ «BATT»;
- диагностика и мониторинг состояния технических и программных средств АИИС КУЭ ЗАО ТФ «BATT»;
- ведение системы единого времени АИИС КУЭ ЗАО ТФ «BATT» (коррекция времени).

1-й уровень системы включает в себя: систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ЗАО ТФ «BATT» (№38194-08 в Федеральном информационном фонде – 98 точек измерений), а также измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S и трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5; счетчики активной и реактивной электроэнергии А1802 RALXQ-P4GB-DW-4 классов точности 0,2S для активной и 0,5 для реактивной электрической энергии, установленных на объектах, указанных в таблице 3 (4 точки измерения); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень системы представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий технические средства приема-передачи данных, устройства сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU 327E, выполняющего функции сбора и хранения результатов измерений, сервер БД типа HP ProLiantDL380 G5, осуществляющий хранение информации и передачу ее в ИАСУ КУ ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ энергосистемы республики Мордовия, смежные субъекты, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации, устройства синхронизации системного времени, автоматизированное рабочее место – 1 шт., расположенное в диспетчерской ЗАО ТФ «ВАТТ».

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 им мгновенные значения активной, реактивной и полной электрической 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 выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии 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 по основному каналу связи – ADSL-модему до сети провайдера интернет № 1.

АИС КУЭ ЗАО ТФ «ВАТТ» оснащена системой обеспечения единого времени СОЕВ. В СОЕВ входят средства измерений, обеспечивающие измерение времени. Устройство синхронизации системного времени (УССВ) выполнено в виде модуля 35 HVS. Время УСПД синхронизировано с временем УССВ, сличение ежесекундное. УСПД осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков с временем УСПД осуществляется 1 раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков со временем УСПД на ± 2 с.

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

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически незначимой части):

- периодический и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии и средних значений электрической мощности с заданной дискретностью учета;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений в базе данных;
- обеспечение безопасности хранения данных и программного обеспечения;
- обеспечение ежесуточного резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничения доступа к базам данных для различных групп пользователей и фиксация всех действий пользователей с базой данных;
- формирование отчетных документов в согласованном формате, в том числе в XML

формате, установленном для информационного обмена между субъектами оптового рынка электрической энергии и передачи их по электронной почте;

– предоставление пользователям регламентированного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений в виде визуальных, печатных и электронных форм;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

– конфигурирование и настройка параметров функционирования технических средств и программного обеспечения;

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

– обработка результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;

– автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:

– установкой пароля на счетчик;

– установкой пароля на сервер;

– защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «АльфаЦЕНТР». Программа – планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	3.32.0.0	94B754E7DD0A5765 5C4F6B8252AFD7A6	md5
ПО «АльфаЦЕНТР». Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe	3.32.1.0	276049F66059B5388 1E5C27C8277DC01	md5
ПО «АльфаЦЕНТР». Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe	3.32.1.0	231657667D86238FF 596845BE4BA5D01	md5
ПО «АльфаЦЕНТР». Драйвер работы с БД	cdbora2.dll	3.31.0.0	5E9A48ED75A27D10 C135A87E77051806	md5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики для измерительных каналов (ИК) № 1 – № 98 соответствуют метрологическим и техническим характеристикам ИК «Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЗАО ТФ «ВАТТ» (№38194-08 в Государственном реестре СИ).

Доверительные границы относительной погрешности ИК № 99 – № 102 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Доверительные границы относительной погрешности ИК

Номер ИК	Значение	Доверительные границы относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95							
		в нормальных условиях, %				в рабочих условиях, %			
		при измерении активной электроэнергии и мощности в диапазоне тока							
	$\cos \varphi$	$0,02 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 <$ $0,05 \cdot I_{1H}$	$0,05 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 <$ $0,2 \cdot I_{1H}$	$0,2 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 <$ $1,0 \cdot I_{1H}$	$1,0 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 \leq$ $1,2 \cdot I_{1H}$	$0,02 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 <$ $0,05 \cdot I_{1H}$	$0,05 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 <$ $0,2 \cdot I_{1H}$	$0,2 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 <$ $1,0 \cdot I_{1H}$	$1,0 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 \leq$ $1,2 \cdot I_{1H}$
99 – 102	1,0	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$
	0,87	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
	0,8	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,71	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,6	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
	0,5	$\pm 2,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,2$	$\pm 2,2$
99 – 102	$\sin \varphi$	при измерении реактивной электроэнергии и мощности в диапазоне тока							
		$0,02 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 <$ $0,05 \cdot I_{1H}$	$0,05 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 <$ $0,2 \cdot I_{1H}$	$0,2 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 <$ $1,0 \cdot I_{1H}$	$1,0 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 \leq$ $1,2 \cdot I_{1H}$	$0,02 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 <$ $0,05 \cdot I_{1H}$	$0,05 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 <$ $0,2 \cdot I_{1H}$	$0,2 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 <$ $1,0 \cdot I_{1H}$	$1,0 \cdot I_{1H}$ $\leq I_1 \leq$ $1,2 \cdot I_{1H}$
	1,0	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 3,8$	$\pm 2,6$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
	0,87	$\pm 1,8$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 4,1$	$\pm 2,7$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$
	0,8	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$	$\pm 4,3$	$\pm 2,8$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
	0,71	$\pm 2,1$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$	$\pm 4,7$	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$
	0,6	$\pm 2,5$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$	$\pm 5,3$	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,2$
	0,5	$\pm 2,9$	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	$\pm 6,0$	$\pm 3,6$	$\pm 2,5$	$\pm 2,3$
Примечания									
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовая).									
2 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.									

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени ± 5 с.

Нормальные условия применения:

- температура окружающего воздуха от 15 до 25 °C;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока (0,99 - 1,01)·Уном;
- частота питающей сети переменного тока ($50,00 \pm 0,15$) Гц;
- коэффициент искажения синусоидальной кривой напряжения и тока не более 2 %;
- индукция внешнего магнитного поля не более 0,05 мТл.

Рабочие условия применения:

- температура окружающего воздуха: для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 50 °C; счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 65 °C; УСПД от 1 до плюс 50 °C
 - относительная влажность воздуха до 90 % при температуре окружающего воздуха 30 °C;
 - атмосферное давление от 70 до 106,7 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.);
 - параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1)·Уном; ток (0,1 - 6,0) А; частота ($50,0 \pm 0,5$) Гц; $\cos \varphi \geq 0,5$; для счетчиков электрической энергии коэффициент третьей гармонической составляющей тока не более 10 %;
 - индукция внешнего магнитного поля (для счетчиков) от 0 до 0,5 мТл.

Параметры надежности применяемых АИИС КУЭ ЗАО ТФ «ВАТТ» измерительных компонентов:

- счетчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ - не менее 120 000 ч, средний срок службы - не менее 30 лет;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 50 000 ч, средний срок службы - не менее 30 лет;
- сервер БД - среднее время наработки на отказ - не менее 40 000 ч, среднее время восстановления - не более 1 ч;

УССВ - среднее время наработки на отказ - не менее 50 000 ч, среднее время восстановления - не более 168 ч;

- трансформаторы тока и напряжения в соответствии с ГОСТ 7746 и ГОСТ 1983 - средняя наработка до отказа – не менее 400 000 ч, средний срок службы - не менее 25 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения – вверху, справа) эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ЗАО ТФ «ВАТТ».

Комплектность средства измерений

В комплект АИИС КУЭ ЗАО ТФ «ВАТТ» входят средства измерений в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3 - Состав измерительных каналов.

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК			
		Тип, технические характеристики	Класс точности	Кол., шт.	Номер в Госреестре СИ
1	ПС 35/6 кВ "Центральная котельная" ЗРУ-6кВ яч.№3				
2	ПС 35/6 кВ "Центральная котельная" ЗРУ-6кВ яч.№11				
3	ПС 35/6 кВ "Центральная котельная" ЗРУ-6кВ яч.№13				
4	ПС 35/6 кВ "Центральная котельная" ЗРУ-6кВ яч.№25				
5	ПС 35/6 кВ "Центральная котельная" ЗРУ-6кВ яч.№26				
6	ПС 35/6 кВ "Центральная котельная" ЗРУ-6кВ яч.№27				

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК			
		Тип, технические характеристики	Класс точности	Кол., шт.	Номер в Госреестре СИ
7	ПС 35/6 кВ "Центральная котельная" ЗРУ-6кВ яч.№12				
8	ПС 35/6 кВ "Центральная котельная" ЗРУ-6кВ яч.№24				
9	ТП-267а яч.6 ввод с ПС 220/10кВ Центролит, яч.8				
10	ТП-267а яч.8 ввод с ПС 220/10кВ Центролит, яч.7				
11	ТП-558 (РП-13) РУ-10кВ яч.11 ввод с ПС 110/10кВ Литейщик, яч.2				
12	ТП-558 (РП-13) РУ-10кВ яч.12 ввод с ПС 110/10кВ Литейщик, яч.3				
13	ТП-463 (РП-7) РУ-10кВ яч.7 ввод с ПС 110/10кВ Литейщик, яч.15				
14	ТП-463 (РП-7) РУ-10кВ яч.8 ввод с ПС 10кВ "Северо-Западная", яч.18				
15	ТП-291 яч.7 ввод с ПС 110/10кВ "Северо-Западная", яч.21				
16	ТП-291 яч.11 ввод с ПС 110/10кВ "Северо-Западная", яч.5				
17	ТП-413 РУ-10кВ яч.2 ввод с ПС 110/10кВ "Северо-Западная", яч.7				
18	ТП-203 РУ-10кВ яч.9 ввод с ПС 110/10кВ "Северо-Западная", яч.10				
19	ТП-205 РУ-10кВ яч.3 ввод с ПС 110/10кВ "Северо-Западная", яч.12				
20	ТП-347 РУ-10кВ яч.1 ввод с ПС 110/10кВ "Северо-Западная", яч.14				
21	ТП-601 РУ-10кВ яч.7 ввод с ПС 110/10кВ "Северо-Западная", яч.16				

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК			
		Тип, технические характеристики	Класс точности	Кол., шт.	Номер в Госреестре СИ
22	ТП-601 РУ-10кВ яч.8 ввод с ПС 110/10кВ "Северо-Западная", яч.29				
23	ТП-342 РУ-10кВ яч.2 ввод с ПС 110/10кВ "Северо-Западная", яч.25				
24	ТП-313 РУ-10кВ яч.1 ввод с ПС 110/10кВ "Северо-Западная", яч.27				
25	ТП-234 РУ-10кВ яч.3 ввод с ПС 110/10кВ "Северо-Западная", яч.28				
26	ТП-204 РУ-10кВ яч.2 ввод с ПС 110/10кВ "Северо-Западная", яч.32				
27	ТП-282 РУ-10кВ яч.2 ввод с ПС 110/10кВ "Северо-Западная", яч.47				
28	ТП-319, яч.5 ввод с ПС 110/6кВ Заводская яч.45				
29	ТП-265 РУ-6кВ яч.3 ввод с ПС 110/6кВ Восточная, яч.40				
30	ТП-391 РУ-6кВ яч.6 ввод с ПС 110/6кВ Восточная, яч.39				
31	ТП-489 (РП-8) РУ-6кВ яч.4 ввод с ПС 110/6кВ Восточная, яч.17				
32	ТП-489 (РП-8) РУ-6кВ яч.11 ввод с ПС 110/6кВ Восточная, яч.35				
33	ТП-602 (РП-12) РУ-6кВ яч.1 ввод с ПС 110/6кВ Восточная, яч.14				
34	ТП-602 (РП-12) РУ-6кВ яч.6 ввод с ПС 110/6кВ Восточная, яч.32				
35	ТП-644 (РП-17) РУ-6кВ яч.3 ввод с ПС 110/6кВ Восточная, яч.30				
36	ТП-644 (РП-17) РУ-6кВ яч.14 ввод с ПС 110/6кВ Восточная, яч.9				

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК			
		Тип, технические характеристики	Класс точности	Кол., шт.	Номер в Госреестре СИ
37	ТП-550 (РП-14) РУ-6кВ яч.9 ввод с ПС 110/6кВ Восточная, яч.28				
38	ТП-550 (РП-14) РУ-6кВ яч.10 ввод с ПС 110/6кВ Восточная, яч.8				
39	ТП-208 РУ-6кВ яч.7 ввод с ПС 110/6кВ Восточная, яч.10				
40	ТП-383 РУ-6кВ яч.5 ввод с ПС 110/6кВ Восточная, яч.9				
41	ТП-392 РУ-6кВ яч.7 ввод с ПС 110/6кВ Восточная, яч.7				
42	ТП-539 РУ-6кВ яч.1 ввод с ГПП 110/6кВ "РТК", яч.47				
43	ТП-50 РУ-6кВ яч.3 ввод с ПС 110/6кВ Рабочая, яч.6				
44	ТП-50 РУ-6кВ яч.10 ввод с ПС 110/6кВ Рабочая, яч.8				
45	ТП-210 (РП-4) РУ-6кВ яч.1 ввод с ПС 110/6кВ Северная, яч.39				
46	ТП-210 (РП-4) РУ-6кВ яч.2 ввод с ПС 110/6кВ Северная, яч.14				
47	ТП-532 (РП-9) РУ-6кВ яч.7 ввод с ГПП 110/6кВ Биохимик, яч.8				
48	ТП-532 (РП-9) РУ-6кВ яч.10 ввод с ПС 110/6кВ Северная, яч.29				
49	ТП-72 (РП-15) РУ-6кВ яч.14 ввод с ПС 110/6кВ Северная, яч.59				
50	ТП-570 РУ-6кВ яч.4 ввод с ПС 110/6кВ Центральная, яч.4				
51	ТП-618 яч.6 ввод с ПС 110/6кВ Центральная, яч.5				

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК			
		Тип, технические характеристики	Класс точности	Кол., шт.	Номер в Госреестре СИ
52	ТП-547 (РП-10) РУ-6кВ яч.9 ввод с ПС 110/6кВ Центральная, яч.9				
53	ТП-547 (РП-10) РУ-6кВ яч.10 ввод с ПС 110/6кВ Центральная, яч.6				
54	ТП-412 РУ-6кВ яч.3 ввод с ПС 110/6кВ Юго-Западная, яч.5				
55	ТП-237 РУ-6кВ яч.2 ввод с ПС 110/6кВ Юго-Западная, яч.7				
56	ТП-241 РУ-6кВ яч.2 ввод с ПС 110/6кВ Юго-Западная, яч.8				
57	ТП-332 РУ-6кВ яч.6 ввод с ПС 110/6кВ Юго-Западная, яч.10				
58	ТП-274 РУ-6кВ яч.2 ввод с ПС 110/6кВ Юго-Западная, яч.12				
59	ТП-327 РУ-6кВ яч.3 ввод с ПС 110/6кВ Юго-Западная, яч.14				
60	ТП-615 (РП-16) РУ-6кВ яч.7 ввод с ПС 110/6кВ Юго-Западная, яч.33				
69	РП-19 яч.11 ввод с Саранской ТЭЦ-2, яч.6				
70	ТП-227 РУ-6кВ яч.6 ввод с ГПП 110/6кВ "РТК" РП-5, яч.18				
71	ТП-290 яч.4 ввод с ПС 220/110/6кВ Саранская, яч.42				
72	ТП-290 яч.9 ввод с ГПП-2 110/6кВ "СИС-ЭВС", яч.10				
73	ТП-290 яч.12 ввод с ГПП-2 110/6кВ "СИС-ЭВС", яч.19				
74	ТП-714 (РП-18) РУ-6кВ яч.8 ввод с ПС 110/6кВ Юго-Западная, яч.40				

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК			
		Тип, технические характеристики	Класс точности	Кол., шт.	Номер в Госреестре СИ
75	ТП-714 (РП-18) РУ-6кВ яч.20 ввод с ПС 110/6кВ Юго-Западная, яч.31				
76	ПКУЭ оп.№2 ВЛ-10кВ от ПС 35/10кВ Красная Рудня яч.1				
77	ПКУЭ оп.№3 ВЛ-10кВ от ПС 35/10кВ Красная Рудня яч. 13				
78	ПКУЭ оп.№2 ВЛ-10кВ от ПС 110/10кВ Литейщик яч.13				
79	ЯКНО КЛ-10кВ от ПС 110/10кВ Литейщик яч.14				
80	ПКУЭ оп.№2 ВЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Пивовар яч.209				
81	ПКУЭ оп.№2 ВЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Пивовар яч.410				
82	ЯКНО КЛ-6кВ от ГПП 110/6кВ Биохимик яч.9				
83	ЯКНО КЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Южная яч.208				
84	ЯКНО КЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Южная яч.206				
85	ЯКНО КЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Южная яч.203				
86	ЯКНО КЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Южная яч.114				
87	ЯКНО КЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Южная яч.112				
88	ЯКНО КЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Южная яч.108				
89	ЯКНО КЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Южная яч.103				
90	ЯКНО КЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Юго-Западная яч.22				
91	ЯКНО КЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Юго-Западная яч.16				
92	ЯКНО КЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Юго-Западная яч.6				

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК			
		Тип, технические характеристики	Класс точности	Кол., шт.	Номер в Госреестре СИ
93	ЯКНО КЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Северная яч.40				
94	ПКУЭ оп.№2 ВЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Заводская яч.39				
95	ПКУЭ оп.№2 ВЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Заводская яч.37				
96	ПКУЭ оп.№2 ВЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Заводская яч.29				
97	ПКУЭ оп.№11 ВЛ-6кВ от ПС 110/6кВ Заводская яч.9				
98	ЯКНО КЛ-6кВ от ПС 220/110/6кВ Саранская яч.30				
99	ЯКНО КЛ-6 кВ на ТП-735 от ПС 220/110/6 кВ «Саранская» яч. 31	ТЛО-10, 50/5 А	0,2S	2	25433-08
		ЗНОЛПМ-6, 6000/100 В	0,5	3	35505-07
		A1802RALXQ- P4GB-DW-4; 5(10) А	0,2S/0,5	1	31857-06
100	ЯКНО КЛ-6 кВ на ТП-735 от ПС 220/110/6 кВ «Саранская» яч. 7	ТЛО-10, 50/5 А	0,2S	2	25433-08
		ЗНОЛПМ-6, 6000/100 В	0,5	3	35505-07
		A1802RALXQ- P4GB-DW-4; 5(10) А	0,2S/0,5	1	31857-06
101	РП-10 (ТП-547) РУ-6 кВ яч.17 от ПС 110/6 кВ «Рабочая» 110/6 кВ яч. 6	ТЛП-10, 400/5 А	0,2S	3	30709-08
		ЗНОЛП-6, 6000/100 В	0,5	3	23544-07
		A1802RALXQ- P4GB-DW-4; 5(10) А	0,2S/0,5	1	31857-06
102	РП-10 (ТП-547) РУ-6 кВ яч. 6 от ПС 110/6 кВ «Рабочая» 110/6 кВ яч. 13	ТЛП-10, 1 400/5 А	0,2S	3	30709-08
		ЗНОЛП-6, 6000/100 В	0,5	3	23544-07
		A1802RALXQ- P4GB-DW-4; 5(10) А	0,2S/0,5	1	31857-06
1 - 102	ИВК	Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300		1	19495-03
Примечание – Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице. Допускается замена УСПД на аналогичный утвержденного типа. Замена оформляется актом в порядке, установленном на ЗАО ТФ «BATT». Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть.					

Проверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО ТФ «ВАТТ». Методика поверки НЕКМ.421451.148 МП», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 29 июня 2012 г.

Перечень основных средств поверки, применяемых при поверке:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1^\circ$. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: от 15 до 300 В $\pm 0,2\%$; от 15 до 150 мВ $\pm 2,0\%$. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: от 0,05 до 0,25 А $\pm 1,0\%$; от 0,25 до 7,5 А $\pm 0,3\%$. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;

– радиочасы РЧ-011/2. Погрешность синхронизации шкалы времени $\pm 0,1$ с.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ЗАО ТФ «ВАТТ». НЕКМ.421451.148 МИ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЗАО ТФ «ВАТТ»

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

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

Рекомендации по областям применения в сферах государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО НТП «Энергоконтроль».

442963, Россия, г. Заречный, Пензенской обл., ул. Ленина, 4а; www.energocontrol.ru

Тел. (8412) 61-39-82. Тел./факс (8412) 61-39-83., Е-mail: kontrol@kontrol.e4u.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; www.penzacsm.ru

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: pcsm@sura.ru

Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е. Р. Петросян

М.п.

«___» 2012 г.