

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ТП 810 Самарского ПО филиала ОАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ТП 810 Самарского ПО филиала ОАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей 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).

1-ый уровень системы - информационно-измерительные комплексы (далее ИИК) включает в себя: измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5; 0,5S по ГОСТ 7746 – 2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 -2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М класса точности (КТ) 0,5S/1,0 в ГР № 36355-07 , по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электроэнергии по каждому присоединению (измерительному каналу), указанных в таблице 2 (41 точка измерения).

2-ой уровень - (ИВКЭ)- представляет собой устройство сбора и передачи данных на базе ЭКОМ-3000 Зав. №10124125– 1 шт. № ГР №17079-09 со встроенным модулем синхронизации времени GPS.

3-й уровень - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер базы данных (далее – сервер БД) типа HP ProLiant DL380G7; 6 сотовых модемов стандарта GSM 900/1800 Siemens MC35, 2 модема/роутера IRZ Ruh router, локально-вычислительную сеть, систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) на базе устройства синхронизации времени УСВ-3(ГР№ 51644-12), программное обеспечение ПО

ПТК «Энергосфера»-многопользовательская (далее-ПО), коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485/RS-232, GSM-модемы Siemens MC-35i), устройство бесперебойного питания сервера (UPS).

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение 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 с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Данные об энергопотреблении с УСПД ЭКОМ - 3000 (основной канал) на сервер ОАО «МРСК Волги» осуществляются по интерфейсу Ethernet в общей корпоративной сети передачи данных ОАО «МРСК Волги» .

Передача информации в организации – участникам оптового и розничного рынков электроэнергии осуществляется от сервера баз данных через Интернет-провайдера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ использовано программное обеспечение ПК «ЭНЕРГОСФЕРА»
Идентификационные данные (признаки) приведены в таблице №1.

Таблица №1

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	ПК «ЭНЕРГОСФЕРА»
Идентификационное наименование ПО	ПО «Сервер опроса»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.0.50.4307
Цифровой идентификатор ПО	1736ee4e1cfec966e6827018c848c2cd
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по МИ 3286-2010 - А

На метрологические характеристики модуля вычислений УСПД оказывают влияние пересчетные коэффициенты, которые используются для пересчета токов, и напряжений считанных из измерительных каналов счётчика, в результирующий параметр (потребляемую электроэнергию, мощность). Пересчетные коэффициенты задаются при конфигурировании УСПД и записываются в его флэш-память.

Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа паролем и опломбированием УСПД .

Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-3, принимающего сигналы точного времени от

спутников глобальной системы позиционирования (GPS) установленного на уровне ИВК. Часы сервера АИИС КУЭ синхронизированы со временем УСВ-3, корректировка часов севера АИИС КУЭ выполняется при расхождении часов сервера и УСВ-3 на $\pm 0,1$ с. На уровне ИВКЭ синхронизация времени осуществляется встроенным в УСПД GPS-приёмником, корректировка часов УСПД выполняется при расхождении часов УСПД и GPS-приёмника на $\pm 0,1$ с, Сверка показаний часов счетчиков АИИС КУЭ с часами УСПД происходит при каждом опросе, при расхождении часов УСПД с часами счетчиков на ± 1 с выполняется их корректировка, но не чаще чем раз в сутки. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с в сутки.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов, входящих в измерительный канал АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений представлен в таблице № 2

Таблица №2

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид эл.энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, $\pm\%$	Погрешность в рабочих условиях, $\pm\%$
1	ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.1 фид.1	ТШП-0,66-5 ф.А зав.№2009596 ф.В зав.№2010228 ф.С зав.№2009615 300/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611124874	УСПД	Активная	1,1	3,2
2	ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.1 фид.2	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2101465 ф.В зав.№2101520 ф.С зав.№2101471 100/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611124837			1,1	3,2
3	ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.1 фид.3	ТШП-0,66-5 ф.А зав.№2005383 ф.В зав.№2005444 ф.С зав.№2005417 400/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611124802			1,1	3,2
4	ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.1 фид.4	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2094886 ф.В зав.№2093821 ф.С зав.№2093805 200/5,КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611124830			1,1	3,2
5	ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.2 фид.5	ТШП-0,66-5 ф.А зав.№2109732 ф.В зав.№2109712 ф.С зав.№2110220 300/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611124823			1,1	3,2
6	ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.2 фид.6	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2094341 ф.В зав.№2095602 ф.С зав.№2094320 100/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611124768			1,1	3,2

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала			УСПД	Вид эл.энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, ± %	Погрешность в рабочих условиях, ± %
7 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.2 фид.7	ТШП-0,66-5 ф.А зав.№2010394 ф.В зав.№2010318 ф.С зав.№2010385 400/5,КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121424	ЭКОМ 3000 зав.№ 10124125	Активная Реактивная	1,1	3,2
8 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.2 фид.8	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2101465 ф.В зав.№2101520 ф.С зав.№2101471 200/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121502			1,1	3,2
9 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.3 ввод 1	ТШЛ-0,66 ф.А зав.№595 ф.В зав.№594 ф.С зав.№590 2500/5,КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121524			1,1	3,2
10 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.4 фид.9	ТШП-0,66-5 ф.А зав.№1100657 ф.В зав.№1100650 ф.С зав.№1100690 400/5 ,КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121537			1,1	3,2
11 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.4 фид.10	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2093807 ф.В зав.№2094879 ф.С зав.№2094875 200/5 , КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121487			1,1	3,2
12 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.4 фид.11	ТШП-0,66-5 ф.А зав.№2005378 ф.В зав.№2005436 ф.С зав.№2005424 400/5 ,КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121531			1,1	3,2
13 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.4 фид.12	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2093760 ф.В зав.№2093083 ф.С зав.№2093749 200/5 , КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121668			1,1	3,2
14 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.5 фид.13	ТШП-0,66-5 ф.А зав.№20110386 ф.В зав.№2109724 ф.С зав.№2110240 300/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121517			1,1	3,2
15 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.5 фид.14	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2094342 ф.В зав.№2094513 ф.С зав.№2095588 100/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121619			1,1	3,2
16 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.5 фид.15	ТШП-0,66-5 ф.А зав.№2109320 ф.В зав.№2070755 ф.С зав.№2109701 300/5 , КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121712			1,1	3,2

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала			УСПД	Вид эл.энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, ±%	Погрешность в рабочих условиях, ±%
17 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.5 фид.16	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2095594 ф.В зав.№2095598 ф.С зав.№2094397 100/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121654	ЭКОМ 3000 зав.№ 10124125	Активная Реактивная	1,1	3,2
18 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.8 ввод 2	ТШЛ-0,66 ф.А зав.№591 ф.В зав.№592 ф.С зав.№593 2500/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121530			1,1	3,2
19 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.9 фид.17	ТШП-0,66-5 ф.А зав.№2110188 ф.В зав.№2110166 ф.С зав.№2110222 300/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 610120350			1,1	3,2
20 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.9 фид.18	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2095902 ф.В зав.№2095895 ф.С зав.№2095584 100/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611124900			1,1	3,2
21 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.9 фид.19	ТШП-0,66-5 ф.А зав.№2018499 ф.В зав.№2018902 ф.С зав.№2019363 400/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611124838			1,1	3,2
22 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.9 фид.20	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2093755 ф.В зав.№2090735 ф.С зав.№2093740 200/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611124812			1,1	3,2
23 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.9 фид.21	ТШП-0,66-5 ф.А.№2104621 ф.В зав.№2084259 ф.С зав.№2110362 300/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611124816			1,1	3,2
24 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.10 фид.22	ф.А ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2095538 ф.В зав.№2095616 ф.С зав.№2095603 100/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121459			1,1	3,2
25 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.10 фид.23	ТШП-0,66-5 ф.А зав.№2011176 ф.В зав.№2011121 ф.С зав.№2011687 400/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611124798			1,1	3,2
26 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.10 фид.24	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2088362 ф.В зав.№2088452 ф.С зав.№2088329 200/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121626			1,1	3,2

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала			УСПД	Вид эл.энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, ±%	Погрешность в рабочих условиях, ±%
27 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.11 фид.25	ТШП-0,66-5 ф.А зав.№2005999 ф.В зав.№2005431 ф.С зав.№2005335 400/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121494	ЭКОМ 3000 зав.№ 10124125	Активная Реактивная	1,1	3,2
28 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.11 фид.26	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2095789 ф.В зав.№2095839 ф.С зав.№2095816 200/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121473			1,1	3,2
29 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.11 фид.27	ТШП-0,66-5 ф.А зав.№2005384 ф.В зав.№2005445 ф.С зав.№2005992 400/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121510			1,1	3,2
30 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.11 фид.28	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2094821 ф.В зав.№2094881 ф.С зав.№2094874 200/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121403			1,1	3,2
31 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.12 фид.29	ТШП-0,66-5 ф.А зав.№2050504 ф.В зав.№2050505 ф.С зав.№2050410 300/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121466			1,1	3,2
32 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.12 фид.30	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2093350 ф.В зав.№2095627 ф.С зав.№2095634 100/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121382			1,1	3,2
33 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.12 фид.31	ТШП-0,66-5 ф.А зав.№2034917 ф.В зав.№2033838 ф.С зав.№2033829 300/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121375			1,1	3,2
34 ТП 810 РУ 0,4 кВ пан.12 фид.32	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2096285 ф.В зав.№2096290 ф.С зав.№2095900 100/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0611121544			1,1	3,2
35 ТП 810 РУ 0,4 кВ ШСН	ТОП-0,66-5 ф.А зав.№2101837 ф.В зав.№2102367 ф. зав.№2101711 200/5, КТ 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0610120302			1,1	3,2
36 ТП-810 РУ 6 кВ Ввод 1 яч.3	ТОЛ-СЭЦ-10 ф.А зав.№45178-12 ф.В зав.№45191-12 ф.С зав.№45269-12 400/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-6 зав.№363312000002 6000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0607122065			1,3	3,3
				2,1	6,7		

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала			УСПД	Вид эл.энергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, ±%	Погрешность в рабочих условиях, ±%	
37	ТП-810 РУ 6 кВ Ввод 2 яч.4	ТОЛ-СЭЩ-10 зав.№46291-08 ф.В зав.№45439-12 ф.С зав.№45192-12 400/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-6 зав.№363312000001 6000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0607122043	ЭКОМ 3000 зав.№ 10124125	Активная Реактивная	1,3	3,3
38	ТП-810 РУ 6 кВ Т2 яч.6	ТОЛ-СЭЩ-10 ф.А зав.№44969-12 ф.В зав.№45203-12 ф.С зав.№44348-12 200/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-6 зав.№363312000001 6000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0607122196			1,3	3,3
39	ТП--810 РУ 6 кВ Ввод 3 от ТП-13 яч.9	ТОЛ-СЭЩ-10 ф.А зав.№45190-12 ф.В зав.№45177-12 ф.С зав.№45267-12 300/5,КТ 0,5S	НАМИТ-10-6 зав.№363312000002 6000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0606121176			1,3	3,3
40	ТП-810 РУ 6 кВ Ввод 4 от ТП-13 яч.10	ТОЛ-СЭЩ-10 ф.А зав.№45179-12 ф.В зав.№45268-12 ф.С зав.№45271-12 300/5, КТ 0,5S	НАМИТ-10-6 зав.№363312000001 6000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 0607122255			1,3	3,3
41	ТП-810 РУ 6 кВ Т1 яч.5	ТОЛ-СЭЩ-10 ф.А зав.№44968-12 ф.В зав.№45045-12 ф.С зав.№44104-12, 200/5 КТ 0,5S	НАМИТ-10-6 зав.№363312000002 6000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 зав.№ 607122114			1,3	3,0

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
параметры сети: напряжение $(0,98 \div 1,02)$ Уном; ток $(0,05 \div 1,2)$ Ином, для ИК № 1-35, ток $(0,01 \div 1,2)$ Ином, для ИК № 36-41, $\cos \varphi = 0,9$ инд.;
4. Рабочие условия:
параметры сети для ИК: напряжение $(0,9 \div 1,1)$ Уном; сила тока $(0,05 \div 1,2)$ Ином (для ИК № 1-35), сила тока $(0,01 \div 1,2)$ Ином (для ИК № 36-41); $0,5 \text{ инд.} \leq \cos \varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$;
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 °С до + 50 °С, для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М от минус 40 °С до +60 °С; для УСПД ЭКОМ-3000 от 0°С до плюс 50°С, для сервера от +10 °С до + 35 °С;
- 5 Погрешность в рабочих условиях указана для $I = 0,05$ Ином, (для ИК № 1-35); для $I = 0,01$ Ином, (для ИК № 36-41), $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от -10 до +35°С.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001; трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001; счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии по каждому присоединению (измерительному каналу).

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном в ОАО "МРСК Волги" порядке. После замены требуется переоформление описания типа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

Электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М

-среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 140000$ часов,

-средний срок службы – не менее 30 лет

сервер

среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 107300$ ч,

коэффициент готовности не менее-0,99,

среднее время восстановления работоспособности не более $t_{в} = 0,5$ ч;

трансформатор тока (напряжения)

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 400 000$ ч,

- среднее время восстановления работоспособности не более $t_{в} = 2$ ч;

УСПД (ЭКОМ- 3000)

- среднее время наработки на отказ не менее не менее $T_{ср} = 75000$ ч,

- время восстановления работоспособности не более $t_{в} = 2$ ч;

УСВ-3

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 35 000$ ч,

- время восстановления работоспособности не более $t_{в} = 2$ ч;

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты.

Регистрация событий:

в журнале счётчика:

- параметрирование;

- пропадания напряжения;

- коррекция времени;

в журнале УСПД:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике и УСПД;

- пропадание и восстановление связи со счетчиком;

- выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

· механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;

-УСПД;

- сервера;

· защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)

- установка пароля на счётчик;

- установка пароля на УСПД;

- установка пароля на сервер;

Глубина хранения информации:

-электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05М – глубина хранения каждого массива при времени интегрирования 30 минут составляет 85 дней; при отключений питания не менее 1 года;

тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;
-УСПД ЭКОМ-3000 – суточные данные о потреблении электроэнергии по каждому каналу учета за сутки – не менее 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
сервер БД – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ ТП 810 Самарского ПО филиала ОАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети».

Комплектность средств измерений

Комплектность АИИС КУЭ ТП 810 Самарского ПО филиала ОАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети».

приведена в таблице №3.

Таблица №3

Наименование компонента системы	Кол-во (шт.)
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М , КТ 0,5S/1,0	41
Трансформатор тока ТШП-0,66-5, КТ 0,5	48
Трансформатор тока ТОП-0,66-5, КТ 0,5	51
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10, КТ 0,5S	18
Трансформатор тока ТШЛ-0,66	6
Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-35-IV , КТ 0,5	6
УСПД ЭКОМ-3000	1
УСВ-3	1
Сервер сбора данных и базы данных HP ProLiant DL380G70	1
АРМ (автоматизированное рабочее место)	1
ФО 4222-04-6316109767-2014	1
МП 4222-04-6316109767-2014	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом о поверке МП 4222-04-6316109767-2014 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ТП 810 Самарского ПО ОАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети», утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 28 октября 2014г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-1988;
- счётчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М. в соответствии с методикой поверки, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146 РЭ. МП. Методика поверки. ИЛГШ.411152.146 РЭ1. Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05М, согласованная ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»20.11.2007г; СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
- УСПД ЭКОМ-3000– в соответствии с документом «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г;

-устройство синхронизации времени УСВ-3 – в соответствии с документом «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3». Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.
- радиочасы МИР РЧ-01, ПГ±1 мкс;

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ТП 810 Самарского ПО филиала ОАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети» приведены в документе - «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электрической энергии ТП 810 Самарского ПО филиала ОАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». МВИ 4222-04-6316109767-2014. Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 79/01.00181-2013/2014 от 28.10.2014 г

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ТП 810 Самарского ПО филиала ОАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети»

- § ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия..
- § ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- § ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- § ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S.
- § ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования .Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

-осуществление торговли .

Изготовитель

ЗАО «ПромСвязьЭнерго»
Адрес 446202, Самарская область,
г. Новокуйбышевск, ул. Миронова, д. 31а, оф. 77

Испытательный центр:

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)
Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30017-13 от 21.10.2013 г.

Заместитель Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию и метрологии

_____ Ф.В. Булыгин

М.п. " _____ " _____ 2015 г.