

«СОГЛАСОВАНО»

Руководитель ГЦИ СИ

УП «ВНИИМС»

В. Н. Яншин

2009 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) дачных поселков Площево и Жабрево, Владимирская область, Александровский район	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 42606-09
---	--

Изготовлена ООО «Электромонтаж-ФМ», г. Ногинск, для коммерческого учета электроэнергии на объектах РТП 1 «Новожилово», по проектной документации ООО Студия «ИнжПрогрессив», г. Москва, заводской номер № 467.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) дачных поселков Площево и Жабрево, Владимирская область, Александровский район предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами РТП 1 «Новожилово», сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ дачных поселков Площево и Жабрево, Владимирская область, Александровский район представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее - ИК), информационно-вычислительного комплекса электроустановки (далее - ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК) с системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ).

АИИС КУЭ дачных поселков Площево и Жабрево, Владимирская область, Александровский район решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной 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.);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в заинтересованные организации результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, со стороны сервера заинтересованных организаций;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа Меркурий 230ART класса точности 0,5S/1,0 по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), вторичные электрические цепи и выделенные линии связи, установленных на объектах РТП 1 «Новожилово», указанные в таблице 1 (2 точки измерений).

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сумматор электронный многофункциональный для учета электроэнергии (далее - сумматор) СЭМ-2.01, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи и специализированное программное обеспечение (1 центр сбора).

3-й уровень - сервер базы данных ОАО «Мосэнергосбыт».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются 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 преобразуют 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 с помощью проводных линий связи поступает на вход сумматора СЭМ-2.01. На втором уровне осуществляется вычисление потребленной электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных посредством сотовой сети GSM на сервер ИВК ОАО «Мосэнергосбыт».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе GPS-приемника, подключенного к серверу ИВК ОАО «Мосэнергосбыт». Время сервера ИВК ОАО «Мосэнергосбыт» синхронизировано со временем GPS-приемника, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и GPS  $\pm 1$  с. Время сумматора СЭМ-2.01 синхронизировано со временем сервера ОАО «Мосэнергосбыт». Сличение времени сумматора СЭМ-2.01 со временем сервера ОАО «Мосэнергосбыт» производится при каждом сеансе связи, корректировка времени выполняется при расхождении времени сумматора СЭМ-2.01 со временем сервера ОАО «Мосэнергосбыт»  $\pm 1$  с. Сличение времени счетчиков со временем сумматора СЭМ-2.01 каждые 3 мин, при расхождении времени счетчиков со временем сумматора СЭМ-2.01  $\pm 1$  с выполняется корректировка. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала				Метрологические характеристики			
Порядковый номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	К <sub>тт</sub> ·К <sub>тн</sub> ·К <sub>сч</sub>	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		АИИС КУЭ	№	АИИС КУЭ дачных поселков Площево и Жабрево, Владимирская область, Александровский район	467	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>			
		ИВКЭ	№ 31924-06	Сумматор СЭМ-2.01	467	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>			

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
1	Ячейка № 2 РТП 1- ТП 4 «Площево 1, Площево 2»	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 100/5 № 1261-02	A	ТПОЛ-10	4705	1200	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,5%	± 5,1% ± 3,6%
				B	-	-					
				C	ТПОЛ-10	4704					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/√3/100/√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6У3	2060					
				B	ЗНОЛ.06-6У3	1597					
				C	ЗНОЛ.06-6У3	1768					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 23345-07	Меркурий 230ART-00		03309653							
2	Ячейка № 6 РТП 1- ТП 6 «Жабрево»	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 50/5 № 1261-02	A	ТПОЛ-10	1413	600	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,5%	± 5,1% ± 3,6%
				B	-	-					
				C	ТПОЛ-10	2497					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/√3/100/√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6У3	2060					
				B	ЗНОЛ.06-6У3	1597					
				C	ЗНОЛ.06-6У3	1768					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 23345-07	Меркурий 230ART-00		03309744							

Примечания:

1. В Таблице 1 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
2. В Таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,5$  ( $\sin\varphi=0,87$ ) и токе ТТ, равном 2 % от  $I_{ном}$  для ТТ с кл.т.
3. Нормальные условия эксплуатации:
  - параметры питающей сети: напряжение -  $(220\pm 4,4)$  В; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
  - параметры сети: диапазон напряжения -  $(0,99 \div 1,01)U_n$ ; диапазон силы тока -  $(1,0 \div 1,2)I_n$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,87(0,5)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
  - температура окружающего воздуха: ТТ - от  $-40^\circ\text{C}$  до  $+50^\circ\text{C}$ ; ТН - от  $-40^\circ\text{C}$  до  $+55^\circ\text{C}$ ; счетчиков - от  $+21^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ;
  - относительная влажность воздуха -  $(70\pm 5)$  %;
  - атмосферное давление -  $(100 \pm 4)$  кПа ( $(750\pm 30)$  мм рт.ст).

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,01 \div 1,2)I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 \div 1,0$  ( $0,6 \div 0,87$ ); частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $-30^{\circ}\text{C}$  до  $+35^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)\%$ ;
- атмосферное давление -  $(100 \pm 4)$  кПа ( $(750 \pm 30)$  мм рт.ст).

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,02$  ( $0,01$  при  $\cos\varphi=1$ )  $\div 1,2)I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 \div 1,0$  ( $0,6 \div 0,87$ ); частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения -  $0,5$  мТл;
- температура окружающего воздуха - от  $+10^{\circ}\text{C}$  до  $+30^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(40-60)\%$ ;
- атмосферное давление -  $(100 \pm 4)$  кПа ( $(750 \pm 30)$  мм рт.ст).

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение -  $(220 \pm 10)$  В; частота -  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $+15^{\circ}\text{C}$  до  $+30^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)\%$ ;
- атмосферное давление -  $(100 \pm 4)$  кПа ( $(750 \pm 30)$  мм рт.ст).

5. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 5 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена сумматора на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. Порядок оформления замены измерительных компонентов, а также других изменений, вносимых в АИИС КУЭ в процессе их эксплуатации после утверждения типа в качестве единичного экземпляра, осуществляется согласно Приложению Б МИ 2999-2006.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983 и ГОСТ 7746, определены средний срок службы и средняя наработка до отказа;
- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 150000$  ч, время восстановления работоспособности  $T_B = 2$  ч;
- сумматор СЭМ-2.01 - среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 35000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $T_B = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;
- Резервирование элементов системы;
- Резервирование каналов связи при помощи переносного инженерного пульта;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
  - попытки несанкционированного доступа;
  - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
  - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
  - клеммы низкого напряжения трансформаторов напряжения;
  - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
  - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
  - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
  - испытательная коробка (специализированный клеммник);
  - крышки клеммных отсеков счетчиков;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- сумматор СЭМ-2.01 – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 сут.;

## ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) дачных поселков Площево и Жабрево, Владимирская область, Александровский район.

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ дачных поселков Площево и Жабрево, Владимирская область, Александровский район определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ дачных поселков Площево и Жабрево, Владимирская область, Александровский район представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Комплектность АИИС КУЭ дачных поселков Площево и Жабрево, Владимирская область, Александровский район

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока	4 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	3 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа Меркурий 230ART	2 шт.
Сумматор СЭМ-2.01	1 шт.
GPS-приемник	1 шт.
Сервер базы данных ОАО «Мосэнергосбыт»	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр
Переносной инженерный пульт на базе Notebook	1 шт.

## ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) дачных поселков Площево и Жабрево, Владимирская область, Александровский район. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2009 года.

Перечень основных средств поверки:

– Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения  $6/\sqrt{3} \dots 35$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;

– Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

– Счетчики типа «Меркурий 230» – в соответствии с методикой поверки АВЛГ.411152.021 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 мая 2007 г.;

– Сумматор СЭМ-2.01 – в соответствии с документом «Сумматор электронный многофункциональный для коммерческого учета электроэнергии СЭМ-2. Методика поверки МП.ВТ.076-2003, утвержденному РУП «Витебский ЦСМС» в 2003 г.

– переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

– Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

– Термогигрометр «CENTER» (мод. 314): диапазон измерений температуры от -20...+60°C; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %.

Межповерочный интервал - 4 года.

## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

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

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

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) дачных поселков Площево и Жабрево, Владимирская область, Александровский район.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) дачных поселков Площево и Жабрево, Владимирская область, Александровский район, утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

### Изготовитель:

ООО «Электромонтаж-ФМ»

тел.: 8(49651) 4-40-60

Адрес: 142400, г. Ногинск, ул. Рабочая, д. 45

Технический директор

ООО «Электромонтаж-ФМ»



А.Н. Антонов