

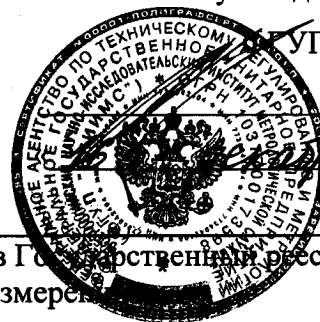
«СОГЛАСОВАНО»

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 ± 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» ± 1 с. Сличение времени счетчиков со временем сумматора СЭМ-2.01 каждые 3 мин, при расхождении времени счетчиков со временем сумматора СЭМ-2.01 ± 1 с выполняется корректировка. Погрешность системного времени не превышает ± 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	Клт·Ктн·Ксч	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_P Энергия реактивная, W_Q			
		ИВКЭ	№ 31924-06	Сумматор СЭМ-2.01	467	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q			

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 _Т = 0,5S К _{ТТ} = 100/5 № 1261-02	A	ТПОЛ-10	4705	1200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,5%	± 5,1% ± 3,6%							
				B	-	-												
				C	ТПОЛ-10	4704												
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6У3	2060												
				B	ЗНОЛ.06-6У3	1597												
				C	ЗНОЛ.06-6У3	1768												
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 23345-07	Меркурий 230ART-00		03309653												
		2	Ячейка № 6 РТП 1- ТП 6 «Жабрево»	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 50/5 № 1261-02	A						ТПОЛ-10	1413	600	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,5%	± 5,1% ± 3,6%
						B						-	-					
C	ТПОЛ-10					2497												
ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 № 3344-04			A	ЗНОЛ.06-6У3	2060												
				B	ЗНОЛ.06-6У3	1597												
				C	ЗНОЛ.06-6У3	1768												
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 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°C до $+50^\circ\text{C}$; ТН - от -40°C до $+55^\circ\text{C}$; счетчиков - от $+21^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (100 ± 4) кПа ((750 ± 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°C до $+35^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа ((750 ± 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 ± 4) кПа ((750 ± 30) мм рт.ст).

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

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