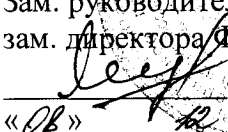


ОПИСАНИЕ ТИПА ЕДИНИЧНОГО ЭКЗЕМПЛЯРА ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

СОГЛАСОВАНО

Зам. руководителя ГЦИ СИ,
зам. директора ФГУП "УНИИМ"

 С.В.Медведевских
«06» 2008 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности подстанции «Восточная» Северо- восточное ПО филиала ОАО «МРСК Волги» - «Саратовские распределительные сети» (АИИС КУЭ ПС Восточная)	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 39863-08
--	---

Изготовлена ООО «Прософт-Системы», г. Екатеринбург, по проектной документации
ООО «Прософт-Системы», г. Екатеринбург. Заводской № 048.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности подстанции «Восточная» Северо-восточное ПО филиала ОАО «МРСК Волги» - «Саратовские распределительные сети» (АИИС КУЭ ПС Восточная) предназначена для измерений количества активной и реактивной электрической энергии и электрической мощности, потребляемой и передаваемой подстанцией «Восточная», с привязкой к единому календарному времени, а также для отображения, хранения, обработки и передачи полученной измерительной информации.

Область применения – организация автоматизированного коммерческого учета и контроля распределения и потребления электрической энергии и мощности, и определение с заданной точностью учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, включающую в себя 23 измерительных канала (ИК).

Принцип действия системы состоит в измерении электрической энергии по каждому ИК при помощи счетчиков с трансформаторным включением и последующей автоматизированной обработкой результатов измерений. Измерение средней мощности основано на измерении электрической энергии на заданном интервале времени.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение активной электрической энергии и реактивной электрической энергии (интегрированной реактивной мощности) нарастающим итогом;
- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- автоматизированный сбор (периодический и/или по запросу) измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин) и привязкой к единому календарному времени;
- хранение информации об измеренных величинах в специализированной защищенной базе данных;

- автоматизированную передачу результатов измерений, состояния объектов и средств измерений на вышестоящие уровни, в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, состояниям объектов и средств измерений;
- защиту технических и программных средств и информационного обеспечения (данных) от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- автоматизированную регистрацию и мониторинг событий (событий счетчиков, регламентных действий персонала, нарушений в системе информационной защиты и др.);
- конфигурирование и настройку параметров системы;
- ведение единого системного времени.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

- уровень точки учета (нижний уровень), который состоит из 23 информационно-измерительных комплексов (ИИК) и включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), вторичные измерительные цепи, электронные счетчики активной и реактивной электрической энергии;
- уровень ИВКЭ (измерительно-вычислительный комплекс электроустановки), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру;
- верхний уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) - содержит сервер базы данных и технические средства приема-передачи данных в ИАСУ КУ ОАО «АТС», а также в ОАО «МРСК Волги».

Первичные токи и напряжения в присоединениях преобразуются измерительными трансформаторами тока и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня и по проводным линиям связи поступают на входы счетчиков электрической энергии. В АИИС КУЭ ПС Восточная применены счетчики типа СЭТ-4ТМ. Счетчик хранит в памяти накопленные значения энергии и профили нагрузки на заданных интервалах (30 мин).

Среднюю активную (реактивную) электрическую мощность вычисляют как усредненное значение мощности на заданном интервале времени (30 мин).

Сигналы в цифровой форме с выходов счетчиков по каналу связи RS-485 поступают на входы УСПД, где осуществляется сбор, хранение и первичная обработка измерительной информации, ее накопление и передача на верхний уровень системы.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование справочных и отчетных документов.

В системе использованы технические решения и комплекс аппаратно-программных средств ООО «Прософт-Системы» (УСПД Эком-3000, программное обеспечение «Энергомонитор»).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS. Синхронизация времени осуществляется в ИВКЭ по сигналам точного времени, принимаемым через GPS-приемник, входящего в состав УСПД «ЭКОМ-3000». GPS-приемник считывает единое астрономическое время по Гринвичу. В УСПД используется программа, корректирующая полученное время согласно часовому поясу. Время УСПД синхронизировано с временем GPS-приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера ИВК и счетчиков ИИК. Сличение времени сервера ИВК с временем УСПД ИВКЭ осуществляется каждые 30 мин, корректировка времени – при расхождении времени сервера и УСПД на 2 с. Сличение времени счетчиков ИИК с временем УСПД осуществляется каждые 30 мин, корректировка времени – 1 раз в сутки при расхождении с временем УСПД на 3 с. При длительном нарушении работы канала связи ИВКЭ - ИИК время счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта при снятии показаний через оптический порт счетчика.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Перечень измерительных каналов АИИС КУЭ с указанием измерительных компонентов и их характеристик представлен в таблице 1. Сведения о количестве измерительных компонентов и их номера по Государственному реестру СИ приведены в таблице 2. Метрологические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов системы

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	Зав. № ТТ	ТН	Зав. № ТН	Счетчик
1	2	3	4	5	6	7
1	Ввод 10 кВ Т1	ТПОЛ-10 (×2) 1500/5 Кл.т. 0,5	21616 7208	НАМИ-10-95 10000/100 Кл.т. 0,5	50	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0107068027
2	Ввод 10 кВ Т2	ТПОЛ-10 (×2) 600/5 Кл.т. 0,5	4583 5132	НАМИ-10-95 10000/100 Кл.т. 0,5	65	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0107066071
3	КЛ 10 кВ фидер №1001	ТПЛМ-10 ТПЛ-10-М 400/5 Кл.т. 0,5	76730 4282	Из состава канала 1		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0106063043
4	КЛ 10 кВ фидер №1002	ТПЛМ-10 (×2) 150/5 Кл.т. 0,5	64344 67773	Из состава канала 1		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0107066058
5	КЛ 10 кВ фидер №1003	ТПЛМ-10 (×2) 400/5 Кл.т. 0,5	97989 88364	Из состава канала 1		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0107066060
6	КЛ 10 кВ фидер №1004	ТОЛ-10 ТПЛ-10-М 300/5 Кл.т. 0,5	46501 2189	Из состава канала 1		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0107066044
7	КЛ 10 кВ фидер №1005	ТОЛ-10-1 (×2) 600/5 Кл.т. 0,5	41227 41638	Из состава канала 1		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0108062225
8	КЛ 10 кВ фидер №1006	ТПЛМ-10 (×2) 300/5 Кл.т. 0,5	00422 83731	Из состава канала 1		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0106060143
9	КЛ 10 кВ фидер №1007	ТПЛМ-10 (×2) 400/5 Кл.т. 0,5	88304 88305	Из состава канала 1		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0106062040
10	КЛ 10 кВ фидер №1008	ТПЛМ-10 (×2) 200/5 Кл.т. 0,5	88042 86957	Из состава канала 1		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0106063156
11	КЛ 10 кВ фидер №1009	ТЛК-10 (×2) 400/5 Кл.т. 0,5	2558 2315	Из состава канала 1		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0106063082
12	КЛ 10 кВ фидер №1010	ТПОЛ-10 (×2) 600/5 Кл.т. 0,5	12981 18467	Из состава канала 1		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0106063054
13	КЛ 10 кВ фидер №1011	ТПЛМ-10 (×2) 200/5 Кл.т. 0,5	48894 47019	Из состава канала 2		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0107064202
14	КЛ 10 кВ фидер №1012	ТПОЛ-10 (×2) 600/5 Кл.т. 0,5	3565 385	Из состава канала 2		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0106063096
15	КЛ 10 кВ фидер №1013	ТПОЛ-10 (×2) 600/5 Кл.т. 0,5	2856 3034	Из состава канала 2		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0106063006

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
16	КЛ 10 кВ фидер №1014	ТОЛ-10 (×2) 200/5 Кл.т. 0,5	4926 4551	Из состава канала 2		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0107066079
17	КЛ 10 кВ фидер №1015	ТПЛ-10 (×2) 400/5 Кл.т. 0,5	13909 11001	Из состава канала 2		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0106060148
18	КЛ 10 кВ фидер №1016	ТПОЛ-10 (×2) 600/5 Кл.т. 0,5	20767 20781	Из состава канала 2		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0106063117
19	КЛ 10 кВ фидер №1017	ТПЛМ-10 ТЛК-10 100/5 Кл.т. 0,5	65820 13383	Из состава канала 2		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0107066051
20	КЛ 10 кВ фидер №1018	ТПЛМ-10 (×2) 200/5 Кл.т. 0,5	12015 23284	Из состава канала 2		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0106060114
21	КЛ 10 кВ фидер №1019	ТПЛ-10 ТПЛ-10-М 400/5 Кл.т. 0,5	76653 4284	Из состава канала 2		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0106063112
22	КЛ 10 кВ «Дормаш-1ц»	ТЛМ-10 (×2) 1000/5 Кл.т. 0,5	6359 1928	Из состава канала 1		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0107062195
23	КЛ 10 кВ «Дормаш-2ц»	ТЛМ-10 (×2) 1000/5 Кл.т. 0,5	3278 3286	Из состава канала 2		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,5S/1,0 № 0107066092

Таблица 2 – Измерительные компоненты

Наименование	Обозначение	Кол.	Госреестр СИ
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	12	№ 1261-02
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	16	№ 2363-68
Трансформатор тока	ТОЛ-10	3	№ 7069-07
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2	№ 15128-07
Трансформатор тока	ТПЛ-10	3	№ 1276-59
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	3	№ 22192-07
Трансформатор тока	ТЛК-10	3	№ 9143-83
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4	№ 2473-69
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95	2	№ 20186-05
Счетчик электронный	СЭТ-4ТМ.03	23	№ 27524-04
УСПД	Эком 3000	1	№ 17049-04

Примечание – допускается замена измерительных компонентов на компоненты того же типа или аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у заменяемых. Замену оформляют актом в соответствии с МИ 2999-2006 (Приложение Б) и записью в формуляре АИИС КУЭ.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение	
Пределы допускаемой абсолютной разности показаний часов компонентов системы и календарного времени на интервале одних суток, с	± 5	
Пределы допускаемой относительной погрешности одного ИК при номинальном токе нагрузки (активная электрическая энергия и мощность), %:	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,7$
- каналы 1 – 23	$\pm 1,0 \%$	$\pm 1,6 \%$
Пределы допускаемой относительной погрешности одного ИК при номинальном токе нагрузки (реактивная электрическая энергия и мощность), %	$\sin \varphi = 1$	$\sin \varphi = 0,7$
- каналы 1 – 23	$\pm 1,4 \%$	$\pm 1,9 \%$
Примечания: 1) в качестве характеристик относительной погрешности ИК указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности не менее 0,95 для значений относительной погрешности, рассчитанных по метрологическим характеристикам средств измерений, входящих в канал, при номинальном токе нагрузки без учета влияющих факторов и методических составляющих погрешности; 2) для тока нагрузки, отличающегося от номинального, относительная погрешность ИК может быть рассчитана при соответствующих значениях погрешностей компонентов для $\cos \varphi = 0,7$ ($\sin \varphi = 0,7$) по формуле, приведенной в методике поверки МП 59-262-2008; 3) полную погрешность измерений электрической энергии и электрической мощности рассчитывают в соответствии с утвержденной методикой выполнения измерений.		

Условия эксплуатации АИИС:

Сеть переменного тока – стандартная 50 Гц 10 кВ по ГОСТ 721-77 и 220 В по ГОСТ 21128-83 (электропитание компонентов АИИС) с параметрами по ГОСТ 13109-97.

Температура окружающего воздуха, °С, для:

- измерительных трансформаторов тока и напряжения	от -40 до 40;
- счетчиков	от 0 до 40;
- средств сбора, обработки, передачи и представления данных (маршрутизаторы, АРМ, серверы и др.)	от 15 до 40;
Относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80;
Атмосферное давление, кПа	от 84 до 106.

Показатели надежности:

- среднее время восстановления, ч, не более	8;
- коэффициент готовности, не менее	0,95.

Надежность системных решений:

Механическая устойчивость к внешним воздействиям обеспечивается защитой кабельной системы путем использования кабельных коробов, гофро- и металлорукавов, стяжек; технические средства АИИС размещают в шкафах со степенью защиты не ниже IP51. Предусмотрена механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование технических средств системы.

Электромагнитная устойчивость:

Радиоэлектронная защита интерфейсов обеспечивается путем применения экранированных кабелей. Экранирующие оболочки заземляют в точке заземления шкафов.

Защита оборудования (модемов) от наведенных импульсов высокого напряжения обеспечивается устройством защиты от перенапряжений.

Защита информации от разрушений при авариях и сбоях в электропитании системы обеспечивается применением в составе системы устройств, оснащенных энергонезависимой памятью, а также источников бесперебойного питания (в ИИК и ИВКЭ).

Защита информации от несанкционированного доступа на программном уровне включает в себя установку паролей на счетчики, УСПД и серверы. Электрические события (параметрирование, коррекция времени, включение и отключение питания и пр.) регистрируются в журналах событий счетчиков и УСПД. Хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в течение всего срока эксплуатации системы производится в ИВК.

Канал связи ИВКЭ-ИВК резервирован посредством сотовой связи (GSM).

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносят печатным способом на титульные листы Руководства по эксплуатации и Формуляра и способом наклейки на переднюю панель шкафа низковольтного комплектного устройства, в котором установлена аппаратура АИИС.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Полная комплектность системы определена в ее проектной документации (Спецификация оборудования. 55181848.422222.048-02-1 В4). Заводские номера компонентов системы приведены в формуляре. Перечень эксплуатационных документов приведен в ведомости 55181848.422222.048-03 ВЭ.

ПОВЕРКА

Поверку системы проводят в соответствии с документом «ГСИ. АИИС КУЭ ПС «МРСК Волги». Методика поверки» МП 59-262-2008, утвержденным ФГУП «УНИИМ» в ноябре 2008 г.

Основное оборудование, используемое при поверке:

Трансформатор тока эталонный (0,5 – 3000) А, кл. точности 0,05 (ИТТ 3000.5);

Трансформатор напряжения эталонный (5 – 15) кВ, кл. точности 0,1 (НЛЛ-15);

Прибор сравнения, абс. погрешность 0,002 % и 0,2' (КНТ-03);

Эталонный счетчик кл. точности 0,1 (ZERA TRZ 308, ЦЭ6802);

Радиоприемник, принимающий сигналы точного времени;

Инженерный пульт (notebook) из комплекта АИИС с программным обеспечением.

Межповерочный интервал – 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

Техническая документация изготовителя.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности подстанции «Восточная» Северо-восточное ПО филиала ОАО «МРСК Волги» - «Саратовские распределительные сети» (АИИС КУЭ ПС Восточная) утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО «Прософт-Системы»

620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а,

Тел. (343) 376-28-20, факс (343) 376-28-30

Директор департамента САУЭР
ООО "Прософт-Системы"



С. М. Тюков