



Зам. директора
руководитель ГЦИ СИ
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

» 01.09.2010 2010 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменьэнерго» филиал «Когалымские электрические сети»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>46303-10</u>
--	--

Изготовлена ООО «Прософт-Системы», г. Екатеринбург, для коммерческого учета электроэнергии на объектах ОАО «Тюменьэнерго» филиал «Когалымские электрические сети», г. Когалым, Ханты-Мансийский автономный округ–Югра, по проектной документации ООО «Прософт-Системы», г. Екатеринбург, заводской номер 55181848.422222.075.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Тюменьэнерго» филиал «Когалымские электрические сети» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, переданной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Тюменьэнерго» филиал «Когалымские электрические сети»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ ОАО «Тюменьэнерго» филиал «Когалымские электрические сети» решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- 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 пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

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

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, напряжения (ТН) класса точности 0,5 и по ГОСТ 1983 и счётчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ классов точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ 30206-94 для активной электроэнергии и 0,5 и 1,0 по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии, счетчики Альфа А1800 классов точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и 0,5 по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (39 точек измерений).

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «ЭКОМ-3000».

3-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

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 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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на третий уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройства синхронизации системного времени (УССВ), таймеры УСПД, сервера БД и счетчиков. Время УСПД синхронизировано с временем УССВ, погрешность синхронизации не более ± 10 мс. Сличение времени сервера БД с временем ЭКОМ 3000 Зав. № 07092487 осуществляется один раз в час, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД ± 1 с. Сличение времени счетчиков СЭТ-4ТМ с временем УСПД ЭКОМ 3000 осуществляется один раз в час, корректировка времени счетчиков происходит не чаще, чем раз в сутки при расхождении со временем УСПД ± 3 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические характеристики ИК

Наименование объекта и номер точки измерений		Состав измерительного канала				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погреш- ность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС 110/35/6 кВ «Русскинская», ВЛ-35 «Икилор-1»	ТФЗМ-35А 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 45633 Зав. № 47244	ЗНОМ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 1350586 Зав. № 1354596 Зав. № 1350623	А1802RAL-QV-P4- GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01197432	ЭКОМ- 3000 Зав. № 07092488	Активная, Реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,6
2	ПС 110/35/6 кВ «Русскинская», ВЛ-35 «Икилор-2»	ТФЗМ 35А 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 45607 Зав. № 45606	ЗНОМ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 1362209 Зав. № 1362200 Зав. № 1362206	А1802RAL-QV-P4- GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01197430				
3	ПС 110/35/6 кВ «Русскинская», В-6 1Т	ТЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 4652 Зав. № 4646	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 12422	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104072023				
4	ПС 110/35/6 кВ «Русскинская», В-6 2Т	ТЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 6858 Зав. № 3026	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № СВАН	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104070188				
5	ПС 110/35/6 кВ «Русскинская» ТСН-1	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 76055 Зав. № 78905 Зав. № 78129	—	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103070129		Активная, Реактивная	± 0,8 ± 2,1	± 2,9 ± 4,5
6	ПС 110/35/6 кВ «Русскинская» ТСН-2	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 583 Зав. № 532 Зав. № 16810	—	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103070121				
7	ПС 110/35/6 кВ «Омичка», В- 35 «Чайка-1»	ТФЗМ 35А 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 40922 Зав. № 42053	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 660	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805090065	ЭКОМ- 3000 Зав. № 07092486	Активная, Реактивная	± 1,2 ± 2,7	± 3,3 ± 5,3
8	ПС 110/35/6 кВ «Омичка», В- 35 «Чайка-2»	ТФЗМ-35А 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 71475 Зав. № 71482	НАМИТ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 78	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805090008				

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта и номер точки измерений		Состав измерительного канала				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погреш- ность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
9	ПС 110/35/6 кВ «Омичка», В-6 1Т	ТЛК-10-6-У3 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 17703 Зав. № 17607	НАМИТ-10-2 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 0076	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805090022	ЭКОМ- 3000 Зав. № 07092486	Активная,	± 1,2	± 3,3
10	ПС 110/35/6 кВ «Омичка», В-6 2Т	ТЛК-10-6-У3 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 00034 Зав. № 00005	НАМИТ-10-2 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 1044	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805090907		Реактивная	± 2,7	± 5,3
11	ПС 110/35/6 кВ «Омичка» ТСН-1	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 80000 Зав. № 80096 Зав. № 02353	—	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0811081956		Активная,	± 1,0	± 3,2
12	ПС 110/35/6 кВ «Омичка» ТСН-2	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 80025 Зав. № 02348 Зав. № 53950	—	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806090926		Реактивная	± 2,4	± 5,2
13	ПС 110/35/6 кВ «Омичка», В- 35 1Т	ТФЗМ-35А 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 43961 Зав. № 42601	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 660	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5/1,0 Зав. № 0805090777		Активная,	± 1,2	± 3,3
14	ПС 110/35/6 кВ «Омичка», В- 35 2Т	ТФЗМ-35А 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 40091 Зав. № 39088	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 78	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5/1,0 Зав. № 0805090771		Реактивная	± 2,7	± 5,3
15	ПС 110/35/6 кВ «Омичка» 1ТСН	Т-0,66 У3 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 65602 Зав. № 67842 Зав. № 12867	—	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,5/1,0 Зав. № 0806090724		Активная,	± 1,0	± 3,2
16	ПС 110/35/6 кВ «Омичка» 2ТСН	Т-0,66 У3 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 13659 Зав. № 58087 Зав. № 96458	—	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,5/1,0 Зав. № 0811080625		Реактивная	± 2,4	± 5,2

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта и номер точки измерений		Состав измерительного канала				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погреш- ность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
17	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В- 35 фид. №4	ТВЭ-35 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 3316 Зав. № 3309	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 346	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2/0,5 Зав. № 0106066033	ЭКМ- 3000 Зав. № 07092487	Активная,	±1,1	±3,0
18	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В- 35 фид. №5	ТВЭ-35 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 3328 Зав. № 3326 Зав. № 3324	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 339	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2/0,5 Зав. № 0106066018		Реактивная	±2,6	±4,6
19	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В- 10 фид. №17	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 3011 Зав. № 4982	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 596	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5/1,0 Зав. № 0103071005		Активная,	± 1,2	± 3,3
20	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В- 10 фид. №19	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 6096 Зав. № 5063		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0120070327		Реактивная	± 2,7	± 5,3
21	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В- 10 фид. №20	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 5040 Зав. № 4936	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 615	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805090855		Активная, Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
22	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В- 10 фид. №21	ТОЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 7993 Зав. № 8280	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805090784				
23	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В- 10 фид. №23	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 1093 Зав. № 1071	Зав. № 596	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0106066097				
24	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В- 10 фид. №24	ТОЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 7986 Зав. № 2179	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 615	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104071028				
25	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В- 10 фид. №25	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 5036 Зав. № 6117	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 596	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805090791				

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта и номер точки измерений		Состав измерительного канала				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погреш- ность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
26	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В-10 фид. №26	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 2816 Зав. № 1162	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 615	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104071004	ЭКОМ- 3000 Зав. № 07092487	Активная, Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
27	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В-10 фид. №27	ТОЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 57829 Зав. № 8518	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 596	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0106066056				
28	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В-10 фид. №30	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 4692 Зав. № 6797	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 615	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104070145				
29	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В-10 фид. №32	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 2062 Зав. № 1897	НАМИ-10 10000/100/100:3 Кл. т. 0,5 Зав. № 615	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104070105				
30	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В-10 фид. №33	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 554 Зав. № 2835	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 596	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104070084				
31	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В-10 фид. №34	ТОЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 29125 Зав. № 31761	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 615	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104071148				
32	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В-10 фид. №37	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 8067 Зав. № 2900	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 596	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104071132				
33	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В-10 фид. №38	ТОЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 7975 Зав. № 6315	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 615	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104071208				
34	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В-10 фид. №42	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 3019 Зав. № 4942	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 615	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104071176				

Окончание таблицы 1

Наименование объекта и номер точки измерений		Состав измерительного канала				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погреш- ность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
35	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», В-10 фид. №43	ТОЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 7999 Зав. № 7982	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 596	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 Кл. т. Зав. № 0805091159	ЭКОМ- 3000 Зав. № 07092487	Активная,	±1,1	±3,0
						Реактивная	±2,6	±4,6
36	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», 1ТСН	Т-0,66 УЗ 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 31167 Зав. № 16402 Зав. № 29242	—	СЭТ- 4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811080715		Активная,	± 0,8	± 2,9
37	ПС 110/35/10 кВ «Лангепас», 2ТСН	Т-0,66 УЗ 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 4818 Зав. № 4206 Зав. № 66302	—	СЭТ- 4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811082018		Реактивная	± 2,1	± 4,5
38	ПС 110/35/10 кВ «Нефтепровод- ная», В-35 фид. №1	ТФЗМ-35 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 42055 Зав. № 14628	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 661	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2/0,5 Зав. № 0104071161	ЭКОМ- 3000 Зав. № 07092485	Активная,	±1,1	±3,0
39	ПС 110/35/10 кВ «Нефтепровод- ная», В-35 фид. №4	ТФЗМ-35 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 39256 Зав. № 39287	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 664	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2/0,5 Зав. № 0120070678		Реактивная	±2,6	±4,6

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 $(0,98 \div 1,02) U_{\text{НОМ}}$; ток $(1 \div 1,2) I_{\text{НОМ}}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.
4. Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1) U_{\text{НОМ}}$; ток $(0,05 \div 1,2) I_{\text{НОМ}}$; $\cos \varphi$ от 0,5 инд до 0,8 емк;
 - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 $^\circ\text{C}$, для счетчиков от минус 40 до + 60 $^\circ\text{C}$; для УСПД от минус 10 до + 50 $^\circ\text{C}$ и сервера от + 15 до + 35 $^\circ\text{C}$;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд; температура окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до + 40 $^\circ\text{C}$;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ классов точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ 30206-94 для активной электроэнергии и 0,5 и 1,0 по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии, счетчики Альфа А1800 классов точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и 0,5 по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденногo типа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик СЭТ-4ТМ – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 7$ суток;
- счетчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 7$ суток;
- УСПД ЭКОМ-3000 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 75000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч;
- сервер – параметры надежности: коэффициент готовности $K_g = 0,99$, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 30$ мин;

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии организацию с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал 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;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика,
 - УСПД,
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик СЭТ-4ТМ, Альфа А1800 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух

направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

- УСПД ЭКОМ-3000 – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - 50 сут (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменьэнерго» филиал «Когалымские электрические сети».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменьэнерго» филиал «Когалымские электрические сети» определяется проектной документацией на систему.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменьэнерго» филиал «Когалымские электрические сети». Методика поверки. 55181848.422222.075.МП», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2010 г. Межповерочный интервал – 4 года.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по МИ 2925-2005;
- счетчики СЭТ-4ТМ – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки» ИЛГШ.411152.124 РЭ1;
- счетчики Альфа А1800 – по методике поверки «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки» МП-2203-0042-2006;
- УСПД ЭКОМ-3000 – по методике поверки «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс ЭКОМ. Методика поверки. МП 26-262-99».

Приемник сигналов службы точного времени.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

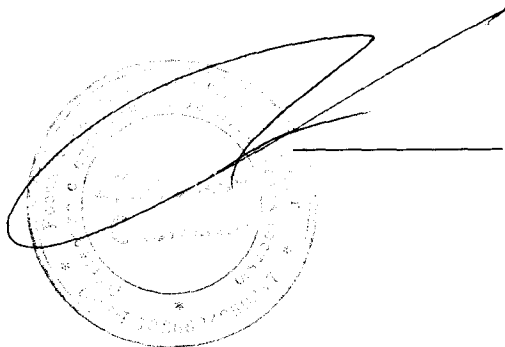
ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 26035-83	«Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».
ГОСТ 30206-94	«Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».
ГОСТ 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. 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».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменьэнерго» филиал «Когалымские электрические сети» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации в соответствии с государственными поверочными схемами.

Изготовитель: ООО «Прософт-Системы»
620062 г. Екатеринбург, пр. Ленина д. 95, кв.16.
Тел.: (343) 376-28-20,
Факс (343) 376-28-30

С документом ознакомлен
Директор департамента САУЭР
ООО «Прософт-Системы»

 С.М. Тюков