

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «ЕЭСнК» на объектах ОАО «Оренбургнефть» (3 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «ЕЭСнК» на объектах ОАО «Оренбургнефть» (3 очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, 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 – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S; 0,5 по ГОСТ 7746 – 2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2; 0,5; 1,0 по ГОСТ 1983 -2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии EA05RL-P1BN-4, EA05RL-P1BN-3, EA05RALX-P4BF-3 класса точности (КТ) 0,5S/1,0 в ГР №16666-97, СЭТ-4ТМ.03.09, СЭТ-4ТМ.03.01 класса точности (КТ) 0,5S/1,0 в ГР № 27524-04, СЭТ-4ТМ.03М класса точности (КТ) 0,5S/1,0 в ГР № 36697-12, EPQS 111.21.18LL класса точности (КТ) 0,2S/0,5 в ГР №25971-06 по ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в указанном стандарте класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S для ГОСТ 31819.22-2012.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) Шлюз E-422.GSM - (3шт) в ГР №46553-11, УСПД «ЭКОМ-3000» в ГР №17079-09 - (2шт), радиочасы РЧ-011 в ГР №35682-07, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя:

- сервер базы данных (БД) Hewlett Packard ProLiant DL380 («ИВК Телескоп+» в ГР №19393-07) для сбора данных с УСПД «Шлюз-E422.GSM» (ИК№1-6) ;
- сервер опроса Hewlett Packard ProLiant ML 350G3 (ПК "Энергосфера" в составе ПТК ЭКОМ в ГР №19542-05) для сбора данных с УСПД «ЭКОМ-3000 (ИК№7-14),
- радиосервер точного времени РСТВ-01-01 ГРН№ 40586-09 (далее- устройство синхронизации системного времени (УССВ);
- автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), технические средства приема-передачи данных.

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.

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы УСПД «Шлюз E-422.GSM» (ИК№1-6) осуществляется по интерфейсу RS-485. На уровне ИВКЭ осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на уровень ИВК. Сервер БД АИИС КУЭ «Телескоп+» автоматически опрашивает УСПД «Шлюз E-422.GSM» (ИК№1-6) посредством беспроводного канала связи GSM, выполняет вычисление электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации. Сервер БД формирует XML-файл формата 80020 с результатами измерений и передает его по локальной сети на сервер опроса ПК «Энергосфера».

Данные от ИИК (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) ПС «Сорочинская» и ПС «Бузулукская» ОАО «ФСК ЕЭС» (ИК№7-14) поступают на Сервер опроса «ПК Энергосфера», который собирает данные с УСПД «ЭКОМ-3000» посредством беспроводного канала связи GSM. С помощью специализированного ПО ПК «Энергосфера» Сервер опроса формирует полный XML-файл формата 80020 и осуществляет передачу его по электронной почте субъекту ОРЭ ЗАО «ЕЭСнК».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Измерение времени в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. В ИК №1-6 АИИС КУЭ в качестве УССВ используется радиосервер точного времени РСТВ-01-01. Радиосервер точного времени РСТВ-01-01 подключен к серверу «Телескоп+», установленному в центре сбора и обработки информации в помещении ООО «Оренбургэнергонефть». РСТВ-01-01 синхронизирует собственное системное время к единому координированному времени по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

В ИК№7-14 (уровень ИВКЭ) синхронизация времени организована посредством радиочасов РЧ-011(далее УССВ) при помощи специализированного ПО «TIMESYNC». Радиочасы формируют собственную шкалу времени – последовательность минутных и секундных импульсов на разьемах «1 сек» и «1 мин», синхронизированных метками шкалы времени UTC России с погрешностью не более ± 10 мс. Контроль меток времени во всех компонентах ИК (счетчик, УСПД на ПС «Бузулукская» и ПС «Сорочинская») осуществляется каждые 30 минут. Корректировка времени УСПД «ЭКОМ-3000» выполняется при расхождении времени часов УСПД и УССВ на

±2 с. Коррекция времени в счетчиках производится при расхождении времени внутренних таймеров счетчиков и УСПД на ±2с, но не чаще чем раз в сутки.

Часы сервера опроса Hewlett Packard ProLiant ML 350G3 и сервера базы данных (БД) Hewlett Packard ProLiant DL380 периодически (1 раз в 1 с) синхронизирует свое системное время со временем в РСТВ-01-01, вне зависимости от наличия расхождения.

Сличение времени между часами сервера базы данных (БД) Hewlett Packard ProLiant DL380 и часами УСПД Шлюз E-422.GSM производится во время каждого сеанса связи. В программном обеспечении установлена настройка по умолчанию порога срабатывания синхронизации времени устройством Шлюз E-422.GSM от сервера АИИС ±2с. Связь УСПД Шлюз E-422.GSM с сервером АИИС КУЭ осуществляется по GSM-каналу.

Устройство Шлюз E-422.GSM во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 мин) сличает время в счетчиках электроэнергии. В программном обеспечении установлена настройка по умолчанию порога срабатывания синхронизации времени счетчиков от устройства Шлюз E-422.GSM ±2 с. При обнаружении расхождения больше ±2 секунд внутреннего времени в счетчике электроэнергии от времени в устройстве Шлюз E-422.GSM производится коррекция времени часов счетчика.

Погрешность системного времени не превышает ±5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ для ИК №1-6 использовано аппаратно - программный комплекс (АПК) для автоматизации учета энергоресурсов «ТЕЛЕСКОП», включающий в себя сервер базы данных (СБД), программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

Программные средства СБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО ИВК «Телескоп+» версия 4.04, ПО СОЕВ.

Для ИК №7-14 используется программно-технический комплекс ПТК «ЭНЕРГОСФЕРА», включающий в себя сервер опроса (СО), программное обеспечение (ПО) ПК «ЭНЕРГОСФЕРА».

Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения «ТЕЛЕСКОП+» версия 4.0.4 приведены в Таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1.Наименование ПО	Сервер сбора данных
Идентификационное наименование ПО	Server_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c
2.Наименование ПО	Пульт диспетчера
Идентификационное наименование ПО	PD_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО	2b63c8c01bcd61c4f5b15e097f1ada2f
3.Наименование ПО	АРМ Энергетика
Идентификационное наименование ПО	ASCUE_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения ПК «ЭНЕРГОСФЕРА» приведены в Таблице 2.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1.Наименование ПО	Сервер опроса
Идентификационное наименование ПО	PSO.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.3.86.925
Цифровой идентификатор ПО	d5618e5e06be65a60ccsaеae26c3bac5
2.Наименование ПО	Экспорт-импорт
Идентификационное наименование ПО	expimp.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.3.86.925
Цифровой идентификатор ПО	6febe2989c362c9ea0903ca877b6cd4e
3.Наименование ПО	АРМ-Энергосфера
Идентификационное наименование ПО	ControlAge.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.3.86.925
Цифровой идентификатор ПО	cbe39e15b6e3dce68a149e813548f5fb
4.Наименование ПО	Консоль администратора
Идентификационное наименование ПО	AdCenter.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.3.86.925
Цифровой идентификатор ПО	e3968e3294bbb13476e38e30fbf236b9
5.Наименование ПО	Редактор расчетных схем
Идентификационное наименование ПО	AdmTool.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.3.86.925
Цифровой идентификатор ПО	4eb19744c89a322dda507f46028bdf9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014– высокий.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию.

На метрологические характеристики модуля вычислений оказывают влияние пересчетные коэффициенты, которые используются для пересчета токов, и напряжений считанных из измерительных каналов счётчика, в результирующий параметр (потребляемую мощность). Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа - паролем и фиксацией изменений в журнале событий.

Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты (разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

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.

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 3

Таблица 3

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	ПС 35/10кВ "Промбаза", РУ-10кВ, 1СШ-10кВ, яч. 12	ТЛМ-10-2 200/5, КТ 0,5 № 4099 № 8675	НАМИТ-10 10000/100, КТ 0,5 № 2434	EA05RL- P1BN-4 КТ 0,5S/1,0 №01081648	Шлюз E-422GSM №110514	Активная, Реактивная	±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,0
2	ПС 35/10кВ "Промбаза", РУ-10кВ, 1СШ-10кВ, яч. 16	ТЛМ-10-2 400/5, КТ 0,5 № 2840 № 2866	НАМИТ-10 10000/100, КТ 0,5 № 2434	EA05RL- P1BN-3 КТ 0,5S/1,0 № 01081684	Шлюз E-422GSM, №110514		±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,0
3	ПС 35/10кВ "Промбаза", РУ-10кВ, 1СШ-10кВ, яч. 10	ТЛМ-10-2 200/5, КТ 0,5 № 3945 № 4093		EA05RALX- P4BF-3 КТ 0,5S/1,0 № 01072392			±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,0
4	ПС 35/10кВ "Промбаза", РУ-10кВ, 2СШ-10кВ, яч. 5	ТЛМ-10-2 200/5, КТ 0,5 № 4091 № 1375	НАМИ-10 10000/100, КТ 0,2 № 6029	EA05RL- P1BN-3 КТ 0,5S/1,0 №01081689	Шлюз E-422GSM, №110514		±1,3 ±2,1	±2,9 ±4,9
5	ПС 110/35/10кВ "Пономарёвка", ОМВ-35кВ	ТФЗМ 35А- У1 300/5, КТ 0,5 № 55574 № 55587	ЗНОМ-35-65У1 35000/100, КТ 0,5 № 1338989 № 1449734 № 1449727	СЭТ- 4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 №0111080492	Шлюз E-422GSM, №110516		±1,3 ±2,1	±3,0 ±5,0
6	ПС 110/35/6кВ "Савельевская", ТСН-2 ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 300/5, КТ 0,5 № 037805 № 037810 № 038116	-	СЭТ- 4ТМ.03.09 КТ 0,5S/1,0 №011081046	Шлюз E-422 GSM, №110509		±1,1 ±1,8	±2,9 ±4,9

1	2	3	4	5	6	7	8	
7	ПС 220/110/35/10/6кВ "Бузулукская", ВЛ-110кВ Бузулукская- Ростоши	ТФНД-110М 300/5, КТ 0,5 №8769 ТФЗМ-110Б IV 300/5, КТ 0,5 №13949 ТФНД-110М 300/5, КТ 0,5 №8763	НКФ-110-57 10000/100, КТ 1,0 № 913332 №902272 №902244	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 № 0805090405	ЭКОМ-3000, №8082219	±1,9 ±2,7	±3,3 ±5,3	
8	ПС 220/110/35/10/6кВ "Бузулукская", ОВМ-110кВ	ТФНД-110М 600/5, КТ 0,5 №15164 ТФЗМ-110Б- I 600/5, КТ 0,2S №62633 ТФНД-110М 600/5, КТ 0,5 №15193	НКФ-110-57 110000/100, КТ1,0 № 902208 НКФ-110-83 110000/100, КТ0,5 № 58068 НКФ-110-57 110000/100, КТ1,0 № 902241	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 № 0805090389	ЭКОМ-3000, №8082219	±1,9 ±2,7	±3,3 ±5,3	
9	ПС 220/110/35/10кВ "Сорочинская", ВЛ-110 кВ "Сорочинская - Никольская-1ц"	ТФЗМ-110Б- I 600/5, КТ 0,5 №47315 № 47363 №47361	НКФ-110-57 110000/100, КТ1,0 №913384 № 902165 №902253	EPQS 111.21.18LL КТ 0,2S/0,5 № 587540	ЭКОМ-3000, №8082209	Активная, Реактивная	1,8 2,6	3,2 4,8
10	ПС 220/110/35/10/кВ "Сорочинская", ВЛ-110 кВ "Сорочинская- Ростоши"	ТФЗМ-110Б-1 600/5, КТ 0,5 № 43341 № 44249 № 44274		EPQS 111.21.18LL КТ 0,2S/0,5 № 577378			1,8 2,6	3,2 4,8
11	ПС 220/110/35/10/кВ "Сорочинская", ОВМ-110 кВ	ТФНД-110М 600/5, КТ 0,5 № 15169 № 15184 №14905	НКФ-110-II У1 110000/100, КТ0,5 №4687 № 4685 №4688	EPQS 111.21.18LL КТ 0,2S/0,5 № 578063			1,2 1,9	2,9 4,4
12	ПС 220/110/35/10/кВ "Сорочинская", ВЛ-110кВ "Сорочинская- Никольская-2ц"	ТФЗМ-110Б-1 300/5, КТ 0,5 № 217 №229 № 224	НКФ-110-II У1 110000/100, КТ0,5 №4687 № 4685 №4688	EPQS 111.21.18LL КТ 0,2S/0,5 №577557			1,2 1,9	2,9 4,4
13	ПС 220/110/35/10/кВ "Сорочинская", ВЛ-35кВ "Сорочинская- Промбаза №1"	ТФНД-35М 300/5, КТ 0,5 № 12324 № 12987 №12296	ЗНОМ-35-65 35000/100, КТ 0,5 №2133377 № 1258930 №1239407	EPQS 111.21.18LL КТ 0,2S/0,5 № 587617			1,2 1,9	2,9 4,4

1	2	3	4	5	6	7	8	
14	ПС 220/110/35/10/кВ "Сорочинская", ВЛ-35кВ "Сорочинская- Промбаза №2 "	ТФЗМ-35Б-1 200/5, КТ 0,5 №30428 №30386 №30414	ЗНОМ-35-54 35000/100, КТ 0,5 №849495 №943392 №943384	EPQS 111.21.18LL КТ 0,2S/0,5 № 587553	ЭКОМ- 3000, №8082209	A P	1,2 1,9	2,9 4,4

Примечание к таблице 3.

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 , 1,02) $U_{НОМ}$, ток (0,05 , 1,2) $I_{НОМ}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд.; температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 , 1,1) $U_{НОМ}$, ток (0,05 , 1,2) $I_{НОМ}$, $\cos \varphi$ от 0,5 инд до 0,8 емк;
допускаемая температура окружающей среды для:
измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 °С до + 50 °С, для счетчиков СЭТ-4ТМ.03.01, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03.09 от минус 40 °С до +60 °С; для счетчиков ЕА05RALX-Р4ВF-3, ЕА05RL-Р1ВN-3, ЕА05RL-Р1ВN-4 от минус 40 °С до +70 °С; EPQS 111.21.18LL от минус 40 °С до + 60 °С; для УСПД ЭКОМ-3000 от 0°С до плюс 50°С, шлюз Е-422 GSM от минус 40 °С до +60 °С; для сервера от +10 °С до + 30 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $I = 0,05 I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +15°С до +35°С);
 6. Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения - ГОСТ 1983-2001, счетчиков электрической энергии – ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в указанном стандарте класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S для ГОСТ 31819.22-2012.
 7. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

Доверительные границы погрешности результата измерений активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях АИИС КУЭ представлены в таблице 4.

Таблица 4

№ ИК	Значение $\cos \varphi$	Предел допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ), ± (%)					
		$5 \leq I_{раб} < 20$		$20 \leq I_{раб} < 100$		$100 \leq I_{раб} < 120$	
		A	P	A	P	A	P
1	2	3	4	5	6	7	8
1,2,3,5	0,5	±5,5	±3,3	±3,1	±2,6	±2,3	±2,5
	0,8	±3,0	±5,0	±1,7	±3,3	±1,4	±2,9
	1	±1,9	Не норм	±1,2	Не норм	±1,5	Не норм

1	2	3	4	5	6	7	8
4	0,5	±5,4	±3,3	±2,9	±2,5	±2,1	±2,4
	0,8	±2,9	±4,9	±1,6	±3,2	±1,3	±2,8
	1	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±1,5	Не норм
6	0,5	±5,4	±3,3	±2,8	±2,5	±2,0	±2,3
	0,8	±2,9	±4,9	±1,6	±3,1	±1,2	±2,7
	1	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±1,4	Не норм
7,8	0,5	±6,0	±3,6	±3,8	±2,9	±3,2	±2,8
	0,8	±3,3	±5,3	±2,2	±3,8	±2,0	±3,4
	1	±2,2	Не норм	±1,6	Не норм	±1,5	Не норм
9,10	0,5	±5,9	±2,9	±3,7	±2,0	±3,1	±1,8
	0,8	±3,2	±4,8	±2,1	±3,1	±1,8	±2,7
	1	±2,1	Не норм	±1,5	Не норм	±1,5	Не норм
11,12,1 3,14	0,5	±5,4	±2,6	±2,9	±1,6	±2,2	±1,3
	0,8	±2,9	±4,4	±1,6	±2,5	±1,3	±2,0
	1	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±1,0	Не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03:
 - среднее время наработки на отказ $T = 90000$ ч,
 - среднее время восстановления работоспособности – не более 2 ч;
- электросчётчик EPQS 111.21.18LL
 - среднее время наработки на отказ $T = 70000$ ч,
 - среднее время восстановления работоспособности – не более 2 ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М
 - среднее время наработки на отказ $T = 140000$ ч,
 - среднее время восстановления работоспособности – не более 2 ч;
- электросчётчик ЕвроАльфа
 - среднее время наработки на отказ $T = 50000$ ч,
 - среднее время восстановления работоспособности – не более 2 ч;
- устройство Шлюз E-422
 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ ч,
 - среднее время восстановления работоспособности - 2 ч;
- УСПД (ЭКОМ- 3000)
 - среднее время наработки на отказ не менее не менее $T_{ср} = 75000$ ч,
 - время восстановления работоспособности не более $t_b = 2$ ч;
- радиосервер точного времени РСТВ-01-01
 - среднее время наработки на отказ не менее 55000 ч;
- радиочасы РЧ -011
 - среднее время наработки на отказ не менее 55000 ч;
- сервер
 - среднее время восстановления работоспособности -1ч,
 - среднее время наработки на отказ не менее 75000 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания с помощью устройства АВР;

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;
- установка пароля на счётчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер;

Глубина хранения информации:

- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М, ЕвроАльфа, EPQS111.21.18LL – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;
- устройство Шлюз Е-422, 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 ЗАО «ЕЭСнК» на объектах ОАО «Оренбургнефть» (3 очередь).

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК» на объектах ОАО «Оренбургнефть» (3 очередь) приведена в таблице 5.

Таблица 5.

Наименование компонента системы	Кол-во (шт.)
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М.01 , КТ 0,5S/1,0	3
Счетчик электрической энергии EPQS 111.21.18LL, КТ 0,2S/0,5	6
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03.09 , КТ 0,5S/1,0	1
Счетчик электрической энергии EA05RL-P1BN-4, КТ 0,5S/1,0	1
Счетчик электрической энергии EA05RL-P1BN-3, КТ 0,5S/1,0	2
Счетчик электрической энергии EA05RALX-P4BF-3, КТ 0,5S/1,0	1
Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-I , КТ 0,2S	1
Трансформатор тока ТЛМ-10-2, КТ 0,5	8
Трансформатор тока ТФЗМ 35А-У1 ,КТ 0,5	2
Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-I,КТ 0,5	10
Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-IV, КТ 0,5	1
Трансформатор тока ТФНД-110М, КТ 0,5	7
Трансформатор тока ТФНД-35М, КТ 0,5	3
Трансформатор тока ТФЗМ-35Б-I , КТ 0,5	3
Трансформатор тока Т-0,66УЗ, КТ 0,5	3
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65У1, КТ 0,5	3
Трансформатор напряжения НАМИТ-10, КТ 0,5	1
Трансформатор напряжения НАМИ-10, КТ 0,2	1
Трансформатор напряжения НКФ-110-57, КТ 1,0	8
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65, КТ 0,5	3
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-54, КТ 0,5	3
Трансформатор напряжения НКФ-110-II У1 , КТ 0,5	3
Трансформатор напряжения НКФ-110-83, КТ 0,5	1
УСПД Шлюз Е-422 GSM	3
УСПД ЭКОМ-3000	2
Радиосервер точного времени РСТВ-01-01	1
Радиочасы РЧ-011	2
Сервер базы данных (БД) Hewlett Packard ProLiant DL380 (ПО «Телескоп+»)	1

Сервер опроса Hewlett Pack-ard ProLiant ML 350G3 DL380 (ПО)	1
АРМ (автоматизированное рабочее место)	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-2014АС003-5040099482-2014"Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «ЕЭСнК» на объектах ОАО «Оренбургнефть» (3 очередь). Методика поверки ", утвержденная ФБУ «Самарский ЦСМ» 15 октября 2014г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2011;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1;
- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
- электросчетчики ЕвроАльфа в соответствии с методикой поверки «Многофункциональный счетчик электрической энергии ЕвроАльфа. Методика поверки»;
- электросчетчики EPQS в соответствии с методикой поверки РМ 1039597-26:2002 «Счётчик электрической энергии многофункциональный EPQS», утвержденной Государственной службой метрологии Литовской Республики;
- Шлюз Е-422– в соответствии с методикой поверки АВБЛ.468212.036 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2007 г.;
- ЭКОМ-3000 – в соответствии с методикой поверки МП.26-262-99, утвержденной УНИИМ в 1999г.;
- радиосервер точного времени РСТВ-01-01 – в соответствии с разделом 5 Руководства по эксплуатации «ПЮЯИ.468212.039РЭ», утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 г.
- радиочасы РЧ-011 - соответствии с разделом «Методика поверки» руководства по эксплуатации ИТЦА.468731.001РЭ, согласованным ФГУП «ВНИИФТРИ» 28.05.2007 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ЗАО «ЕЭСнК» на объектах ОАО «Оренбургнефть» (3 очередь) приведены в документе - «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ЗАО «ЕЭСнК» на объектах ОАО «Оренбургнефть» (3 очередь). МВИ 4222-2014АС003-5040099482-2014. Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 78/01.00181-2013/2014 от 10.10.2014 г

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ЗАО «ЕЭСнК» на объектах ОАО «Оренбургнефть» (3 очередь)

- § 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».
- § Технорабочий проект. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «ЕЭСнК» на объектах ОАО «Оренбургнефть» (Третья очередь). ЦПА.424340.01-ОРН.
- § 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 «Центр промышленной автоматизации»

Юридический адрес: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, д. 21, корп. 41, офис 28

Тел. (495) 967-96-10

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.