

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Оренбургнефть» – ПС 110/35/6 кВ «Ростащинская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Оренбургнефть» – ПС 110/35/6 кВ «Ростащинская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики) в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллера E-422.GSM и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «ТЕЛЕСКОП+», радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 40586-12), автоматизированное рабочее место персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется накопление, хранение и передача полученных данных на сервер по каналам связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На сервере осуществляется обработка полученных данных, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера информация в виде xml-макетов установленных форматов передается в АРМ энергосбытовой организации АО «ЕЭСнК» по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации АО «ЕЭСнК» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена радиосервером точного времени РСТВ-01-01, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение часов сервера с РСТВ-01-01 осуществляется ежесекундно, корректировка часов сервера от РСТВ-01-01 производится независимо от величины расхождения.

Сравнение часов сервера с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи (1 раз в 30 минут), корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера на величину более ± 2 с.

Сравнение часов счетчиков с часами УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более ± 2 с. Передача информации от счетчика до УСПД, от УСПД до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+» версии 4.0.4. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «ТЕЛЕСКОП+». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «ТЕЛЕСКОП+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Server_MZ4.dll	PD_MZ4.dll	ASCUE_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1		
Цифровой идентификатор ПО	f851b28a924da7cd e6a57eb2ba15af0c	2b63c8c01bcd61c4 f5b15e097f1ada2f	cda718bc6d123b63 a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименова- ние точки изме- рений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- троэнер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности, (±δ) %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110/35/6 кВ «Роста- шинская», ОРУ-110 кВ, 1сш-110 кВ, ВЛ-110 кВ Южная- Росташи- нская-1 цепь	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 44640-10	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Е-422.GSM Рег. № 46553-11	HP ProLiant ML350	Активная	0,9	1,6
							Реактивная	1,6	2,6
2	ПС 110/35/6 кВ «Роста- шинская», ОРУ-110 кВ, 2сш-110 кВ, ВЛ-110 кВ Южная- Росташи- нская-2 цепь	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 44640-10	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/1,0 Рег. № 36697-12	Е-422.GSM Рег. № 46553-11		Активная	0,9	1,6
							Реактивная	1,6	2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	ПС 110/35/6 кВ «Роста-шинская», ОРУ-110 кВ, 1сш-110 кВ, ВЛ-110 кВ Сорочинская-Ростоши	ТФМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	Е-422.GSM Рег. № 46553-11	HP ProLiant ML350	Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,6
4	ПС 110/35/6 кВ «Роста-шинская», ОРУ-110 кВ, осш-110 кВ, ОМВ-110 кВ	ТФМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Е-422.GSM Рег. № 46553-11		Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,2
5	ПС 110/35/6 кВ «Роста-шинская», ОРУ-110 кВ, 2сш-110 кВ, ВЛ-110 кВ Бузулукская-Ростоши	ТФМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	Е-422.GSM Рег. № 46553-11	Активная	1,3	3,3	
						Реактивная	2,5	5,6	
6	ПС 35/6 кВ «Роста-шинская», РУ-6 кВ, 1сш 6 кВ, яч.1	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 6009-77	ЗНОЛ-06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Е-422.GSM Рег. № 46553-11	Активная	1,3	3,3	
						Реактивная	2,5	5,2	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	ПС 35/6 кВ «Первомай- ская», РУ-6 кВ, 2сш 6 кВ, яч.18	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 6009-77	ЗНОЛ-06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	E-422.GSM Рег. № 46553-11	HP ProLiant ML350	Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,2
8	ПС 35/6 кВ «Первомай- ская», РУ-6 кВ, 2сш 6 кВ, яч.7	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ-06 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	E-422.GSM Рег. № 46553-11		Активная	1,3	3,3
							Реактивная	2,5	5,2

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1, 2 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для ИК №№ 3-8 – для тока 5 % от $I_{ном}$.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД и РСТВ-01 на аналогичные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	8
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ <ul style="list-style-type: none"> – для ИК №№ 1, 2 – для ИК №№ 3-8 – коэффициент мощности $\cos\phi$ – частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ <ul style="list-style-type: none"> – для ИК №№ 1, 2 – для ИК №№ 3-8 – коэффициент мощности $\cos\phi$ – частота, Гц <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +15 до +35</p> <p>от +15 до +25</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, <p>счетчики типа СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, <p>счетчики типа СЭТ-4ТМ.02:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>РСТВ-01:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>55000</p> <p>24</p> <p>55000</p> <p>1</p> <p>100000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчик:</p> <ul style="list-style-type: none"> – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее 	<p>113</p> <p>5</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТФМ-110Б-1У1	9 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-06	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1 шт.
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока, статические, многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	3 шт.
Контроллер	E-422.GSM	2 шт.
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Сервер	HP ProLiant ML350	1 шт.
Методика поверки	МП ЭПР-018-2017	1 экз.
Паспорт-формуляр	ОН.411711.001.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-018-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Оренбургнефть» – ПС 110/35/6 кВ «Росташинская». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 15.08.2017 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

Методика выполнения измерений без отключения цепей;

- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;

- счетчик СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

- счетчик СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.087 РЭ1 «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации», раздел «Методика поверки», согласованным ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ;
- контроллер E-422.GSM – в соответствии с документом АВБЛ.468212.062 МП «Контроллеры E-422.GSM. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- РСТВ-01 – в соответствии с документом ПЮЯИ.468212.039МП «Радиосерверы точного времени РСТВ-01. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 30.11.11 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Оренбургнефть» – ПС 110/35/6 кВ «Росташинская»

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Оренбургнефть» (ПАО «Оренбургнефть»)
ИНН 5612002469

Адрес: 461040, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Магистральная, д. 2

Телефон (факс): (35342) 7-48-40

Web-сайт: orenburgneft.rosneft.ru

E-mail: orenburgneft@rosneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.