

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» мая 2023 г. № 1060

Регистрационный № 89080-23

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» Цимлянская ГЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ - Экоэнерго» Цимлянская ГЭС (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии в режиме измерений активной электроэнергии и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру для информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000» и устройство синхронизации системного времени (УСВ).

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ и всем заинтересованным субъектам осуществляется от АРМ по сети Internet в автоматическом режиме, с использованием ЭЦП, раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/IP отчеты в формате XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), принимающей сигналы всемирного координированного времени UTC(SU) от спутников глобальных систем позиционирования (Глонасс/GPS). Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов ИВК. Коррекция часов ИВК проводится при расхождении времени устройства синхронизации времени и ИВК более чем на ± 1 с. Сличение времени УСПД с временем ИВК происходит при каждом опросе, при расхождении времени более чем на ± 1 с выполняется корректировка часов УСПД.

Сличение шкалы времени счетчиков и шкалы времени УСПД происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Он наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 01. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	Не ниже 3.0
Цифровой идентификатор модуля ПО	52E28D7B-608799BB-3CCEA41B-548D2C83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, УСВ	Сервер
1	2	3	4	5	6	7
1	Цимлянская ГЭС, Г-1 10,5 кВ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 4000/5 Пер. № 11077-07	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/√3/100√3 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	СИКОН С70 Пер. № 28822-05 УСВ-2 Пер. № 41681-10	HP Proliant DL380 Gen10
2	Цимлянская ГЭС, Г-2 10,5 кВ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 4000/5 Пер. № 11077-07	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/√3/100√3 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
3	Цимлянская ГЭС, Г-3 10,5 кВ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 4000/5 Пер. № 11077-07	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/√3/100√3 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
4	Цимлянская ГЭС, Г-4 10,5 кВ	ТПЛ-20 Кл.т. 0,2S 4000/5 Пер. № 47958-11	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100√3 Пер. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
5	Цимлянская ГЭС, Г-5 10,5 кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Пер. № 1261-08	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/√3/100√3 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				Сервер
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, УСВ	
1	2	3	4	5	6	7
6	Цимлянская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС - Северный Портал	ТФЗМ 110Б-IV 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 26422-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 УСВ-2 Рег. № 41681-10	HP Proliant DL380 Gen10
7	Цимлянская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС - Цимлянская	ТФЗМ 110Б-IV 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 26422-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
8	Цимлянская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	SB 0,8 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
9	Цимлянская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС - Волгодонская ТЭЦ-1	ТФЗМ 110Б-IV 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 26422-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
10	Цимлянская ГЭС, КРУ-10 кВ, I СШ 10 кВ, яч.№1, КЛ-10 кВ Шлюз	ТОЛ-СЭЩ 300/5, КТ 0,5S Рег. №51623-12	НАЛИ-СЭЩ 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
11	Цимлянская ГЭС, КРУ 10кВ, II СШ, яч. №19, КЛ-10 кВ Правый берег	ТОЛ-СЭЩ 300/5, КТ 0,5S Рег. №51623-12	НАЛИ-СЭЩ 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
12	Цимлянская ГЭС, ОРУ-220 кВ, МВ Б-1	ТФЗМ 220Б-IV У1 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 6540-78	НАМИ-220 УХЛ1 220000/√3:100√3 КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, УСВ	Сервер
1	2	3	4	5	6	7
13	Цимлянская ГЭС, ОРУ-220 кВ, МВ Б-2	ТФЗМ 220Б-IV У1 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 6540-78	НАМИ-220 УХЛ1 220000/√3:100√3 КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИ-КОН С70 Рег. № 28822-05 УСВ-2 Рег. № 41681-10	HP Proliant DL380 Gen10
14	Цимлянская ГЭС, ОРУ-220 кВ, МВ Б-4	ТФЗМ 220Б-IV У1 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 6540-78	НАМИ-220 УХЛ1 220000/√3:100√3 КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
15	Цимлянская ГЭС, ОРУ-220 кВ, МВ Б-3	ТФЗМ 220Б-IV У1 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 6540-78	НАМИ-220 УХЛ1 220000/√3:100√3 КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
Примечания:						
<ol style="list-style-type: none"> 1. 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. 2. Допускается замена УСПД и устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. 3. Допускается замена сервера БД без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносятся изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 						

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1-3, 5	Активная	1,6	1,8
	Реактивная	2,4	2,6
4	Активная	0,9	1,2
	Реактивная	1,3	1,6
6-9	Активная	0,6	1,0
	Реактивная	0,9	1,3
10, 11	Активная	1,4	2,1
	Реактивная	2,1	3,9
12-15	Активная	1,5	1,6
	Реактивная	2,2	2,4
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с			± 5
<p>Примечания:</p> <p>1) Границы погрешности указаны для $\cos\varphi=0,8$ инд, $I =$ от 20 % $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С в рабочих условиях.</p> <p>2) Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>3) В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	15
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ <p>температура окружающей среды для УСПД и сервера, °С</p> <p>-температура окружающей среды для счетчиков, °С</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,8</p> <p>от +15 до +25</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 49,5 до 50,5</p> <p>от 0,5 инд. до 1 емк.</p> <p>от -45 до +70</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от -40 до +60</p> <p>0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03М</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>СИКОН С70:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСВ-2:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ не менее, ч <p>Сервер БД:</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>70000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>100000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации 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>113</p> <p>40</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

– 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;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;

защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерения приращений электроэнергии на интервалах 30 мин; 1 сутки (функция автоматизирована);
- сбор результатов измерений - не реже 1 раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ - Экоэнерго» Цимлянская ГЭС типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	12
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV	9
Трансформатор тока	ТПЛ-20	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформатор тока	ТЛШ-10	9
Трансформатор тока	SB0,8	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06.10УЗ	12
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	13
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
УСПД	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер БД АИИС КУЭ	HP Pro-liant DL380 Gen10	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Формуляр	ВЛСТ 989.00.001 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ - Экоэнерго» Цимлянская ГЭС, аттестованном ООО «Транснефтьэнерго», аттестат аккредитации № RA.RU.311308 от 29.10.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

(ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»)

ИНН 3015087458

Юридический адрес: 344002, Ростовская обл., г. Ростов-на-Дону, ул. Социалистическая, д. 59, оф. 405

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

(ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»)

ИНН 3015087458

Адрес: 344002, Ростовская обл., г. Ростов-на-Дону, ул. Социалистическая, д. 59, оф. 405

Тел.: +7 (963) 210-96-00

E-mail: ecoenergo@lukoil.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефтьэнерго»

(ООО «Транснефтьэнерго»)

ИНН 7703552167

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, с. 2, помещ.07.17.1

Телефон: +7 (499) 799-86-88

Факс: +7 (499) 799-86-91

E-mail: info@tne.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311308.

