

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» августа 2021 г. № 1609

Регистрационный № 82443-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» 2.0

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» 2.0 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую 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), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер базы данных на базе закрытой облачной системы VMware (сервер) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Дополнительно сервер может принимать измерительную информацию в виде html-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде html-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже одного раза в час. Корректировка часов сервера производится при наличии расхождения.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера 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 средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.03
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допуска- емой ос- новной относи- тельной погреш- ности (±δ), %	Границы допускае- мой отно- сительной погреш- ности в рабочих условиях (±δ), %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	ПС 110 кВ Богородская, РУ-10 кВ, с.ш. 10 кВ, Ввод 10 кВ Т-1	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; В; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	А1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная	1,0	2,9	
								Реак- тивная	2,0	4,5
2	ПС 110 кВ Б. Ремонтное, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Ввод 10 кВ Т-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	А1802RAL-P4GB- DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06				Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,6		
3	ПС 110 кВ Б. Ремонтное, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Ввод 10 кВ Т-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	А1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		Актив- ная	1,1	3,0		
						Реак- тивная	2,3	4,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
4	ПС 110 кВ Сандатовская, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сандатовская – Виноградовская	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная	1,1	3,0		
								Реак- тивная	2,3	4,6	
5	ПС 110 кВ Санда- товская, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Санда- товская - Городо- виковская	ТФН-35М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06					Актив- ная	1,1	3,0
									Реак- тивная	2,3	4,6
6	ПС 35 кВ Перво- майская, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Первомай- ская - Воробьевская	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06					Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6		
7	ПС 35 кВ Красно- партизанская, ОРУ- 35 кВ, СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Красно- партизанская - 40 лет ВЛКСМ;	ТОЛ-35 III Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 21256-07 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-07 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			Актив- ная	0,9	1,6		
							Реак- тивная	1,5	3,2		
8	ПС 35 кВ Красно- партизанская, КРУН-10 кВ, СШ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Краснопартизан- ская - 40 лет ВЛКСМ	ТОЛ-СЭЦ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			Актив- ная	1,1	3,0		
							Реак- тивная	2,3	4,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
9	ПС 35 кВ Чапаевская, РУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Чапаевская - Яшалта - 1 с отпайкой на ПС Яшалтинская	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3689-73 Фаза: А ТФН-35М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3690-73 Фаза: С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	A1802RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив-ная	1,1	3,0	
								Реак-тивная	2,3	4,6
10	ПС 110 кВ Джангар, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	НДКМ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60542-15 Фазы: А; В; С	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					Актив-ная	1,3
							Реак-тивная	2,5	5,7	
11	ПС 110 кВ Джангар, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	НДКМ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 60542-15 Фазы: А; В; С	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Актив-ная	1,3	3,4	
							Реак-тивная	2,5	5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	ПС 110 кВ Элиста Западная, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Б.Ремонтное – Эли- ста Западная с от- пайкой на ПС Бо- городская	ТВГ-110 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 22440-07 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С НКФ-110-83 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная Реак- тивная	1,0 1,8	2,2 4,1
13	ПС 110 кВ Элиста Западная, ОРУ 110 кВ, ШОВ 110 кВ	ТГМ-110 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 59982-15 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С НКФ-110-83 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,4 5,7
14	ПС 110 кВ Ремонт- ненская, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б.Ремонтное с отпайкой на ПС Джангар	ТГМ-110 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 59982-15 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	ПС 110 кВ Заветинская, ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заветинская - Советская	ТФЗМ-110Б-I У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3
16	ПС 110 кВ Б.Ремонтное, ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ремонтненская - Б.Ремонтное с отпайкой на ПС Джангар	ТГМ-110 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 59982-15 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20			Актив- ная	1,1	3,3
							Реак- тивная	2,2	5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях									±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допустимой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 7, 10, 11, 13, 14, 16 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – указана для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

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 УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 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	16
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 7, 10, 11, 13, 14, 16 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 7, 10, 11, 13, 14, 16 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Альфа А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 120000 2 35000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа Альфа А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 180 30 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (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, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	3
Трансформаторы тока	ТФН-35М	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-35 III	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	2
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	1
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®-110	6
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	3
Трансформаторы тока	ТГМ-110	9
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-I У1	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЦ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83	15
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	9
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения емкостные	НДКМ-110	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	14
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер базы данных на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Методика поверки	МП ЭПР-339-2021	1
Формуляр	ТНСЭ.366305.011.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» 2.0», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону» 2.0

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

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

