

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «06» сентября 2022 г. № 2215

Регистрационный № 86707-22

Лист № 1  
Всего листов 14

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиал НВ АЭС - УТЭСиК

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиал НВ АЭС - УТЭСиК (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) филиал НВ АЭС - УТЭСиК, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее – УССВ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

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.

Цифровые сигналы с выходов счётчиков для ИК №№ 13-22, по основному проводному каналу связи поступают на УСПД уровня ИВКЭ, далее по основному коммутируемому каналу связи - на каскадно включенное УСПД уровня ИВКЭ. Далее по сети Ethernet поступают на сервер БД уровня ИВК.

Цифровые сигналы с выходов счётчиков для ИК №№ 23-24, по основному проводному каналу связи поступают на УСПД уровня ИВКЭ, далее по основному коммутируемому каналу связи - на каскадно включенное УСПД уровня ИВКЭ. Далее по сети Ethernet поступают на сервер БД уровня ИВК.

Цифровые сигналы с выходов счётчиков для ИК №№ 1-2 по основному беспроводному каналу GSM связи поступают на УСПД уровня ИВКЭ. Далее по сети Ethernet поступают на сервер БД уровня ИВК.

Цифровые сигналы с выходов счётчиков для ИК №№ 3-4 по основному проводному каналу связи поступают на УСПД уровня ИВКЭ. Далее по сети Ethernet поступают на сервер БД уровня ИВК.

Цифровые сигналы с выходов счётчиков для ИК №№ 5-12 по основному проводному каналу связи поступают на УСПД уровня ИВКЭ. Далее по сети Ethernet поступают на сервер БД уровня ИВК.

В УСПД происходит вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление измерительной информации, ее хранение и передача на сервер БД уровня ИВК.

В сервере БД ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчётных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP, сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени УССВ-2, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер БД ИВК периодически, с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УССВ и при расхождении  $\pm 1$  с. и более, производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ. Сервер АИИС КУЭ периодически, с установленным интервалом проверки текущего времени 1 раз в 60 минут, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСПД и при расхождении  $\pm 1$  с. и более с УСПД производит синхронизацию шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера БД ИВК. Каскадно включенные УСПД периодически, с установленным интервалом проверки текущего времени 1 раз в 60 минут, сравнивают собственную шкалу времени со шкалой времени нижестоящего УСПД и при расхождении  $\pm 2$  с. и более производят синхронизацию шкалы времени нижестоящего УСПД с собственной шкалой времени.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени УСПД происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени УСПД на величину более чем  $\pm 2$ с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, отражаются в его журнале событий.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии и УСПД, отражаются в журнале событий УСПД.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, УСПД и сервера, отражаются в журнале событий сервера.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ: 003

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УССВ/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
РТП-23 6 кВ								
1	РТП-23 6 кВ, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.1а	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59 ТВЛМ-10 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №CZ14050 045	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±3,3  ±5,3
2	РТП-23 6 кВ, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.14	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±3,3  ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		ПС 110 кВ Жилзона №2						
3	ПС 110 кВ Жилзона №2, ОРУ-35 кВ 1 с.ш. яч.1а	ТОЛ-35 Кл. т. 0,2S Кгт 150/5 Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Кгтн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	A2R1-4-AL-C25-T Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27428-04	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №СZ14050	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±3,0
4	ПС 110 кВ Жилзона №2, ОРУ-35 кВ 2 с.ш. яч.8	ТОЛ-35 Кл. т. 0,2S Кгт 150/5 Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Кгтн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	A2R-4-AL-C25-T+ Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 14555-02	Рег. № 37288-08/ УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №СZ14050	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±2,3 ±5,1
5	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.4	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Кгт 400/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Кгтн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №СZ14050	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
6	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.7	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Кгт 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Кгтн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №СZ14050	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.11	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УССВ-2 Рег. №	активная	±1,2	±3,4
8	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.21	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		реактивная	±2,8	±6,4
9	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.40	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	54074-13/ НР DL380 G5 №CZ14050	активная	±1,2	±3,3
10	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.44	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	045	реактивная	±2,8	±5,3
						активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.45	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УССВ-2	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±3,4  ±6,4
12	ПС 110 кВ Жилзона №2, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.49	ТОЛ Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 47959-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №СZ14050 045	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±3,3  ±5,7
ПС 35 кВ Котельные №1								
13	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УССВ-2	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±3,3  ±5,3
14	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.3	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №СZ14050 045	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±3,3  ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.4	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №CZ14050 045	активная	±1,2	±3,3
16	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.7	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		реактивная	±2,8	±5,3
17	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 1 с.ш. яч.10	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±3,3
18	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.15	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		реактивная	±2,8	±5,3
						активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.17	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 29390-05	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №CZ14050 045	активная	±1,2	±3,3
20	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.20	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 29390-05	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±3,3
21	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.21	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	±1,2	±3,3
22	ПС 35 кВ Котельные №1, РУ-6 кВ 2 с.ш. яч.22	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 29390-05	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		реактивная	±2,8	±5,3
						активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 35 кВ Профилакторий №4								
23	ПС 35 кВ Профилакторий №4, РУ-10 кВ яч.1а	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 30/5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	RTU-325 Рег. № 37288-08/ УССВ-2 Рег. № 54074-13/ НР DL380 G5 №СZ14050 045	активная  реактивная	±1,0  ±2,5	±3,3  ±5,2
24	ПС 35 кВ Профилакторий №4, РУ-10 кВ яч.2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная  реактивная	±1,0  ±2,6	±3,3  ±5,7

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с

Примечания	±5
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).	
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.	
3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 – 24 от 0 до + 40 °С.	
4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные владельцем АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.	
5 Допускается замена УССВ, УСПД на аналогичные утвержденные типов.	
6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.	

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	24
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - частота, Гц - коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math> - температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - ток, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5<sub>инд</sub> до 0,8<sub>емк</sub> от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика СЭТ-4ТМ.02.2 для счетчика А2R1-4-AL-C25-Т для счетчика А2R-4-AL-C25-Т+ для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05М - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>90000 120000 120000 140000 140000 2 100000 24 74500 2 70000 1</p>

Продолжение таблицы 2

<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</li> <li>- при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>УСПД RTU-325:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>113</p> <p>45</p> <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 по электронной почте.
- Регистрация событий:
- в журнале событий счетчика:
    - параметрирования;
    - пропадания напряжения;
    - коррекции времени в счетчике.
  - в журнале событий УСПД:
    - параметрирования;
    - пропадания напряжения;
    - коррекции времени в счетчике и УСПД.
    - пропадания и восстановления связи со счётчиком
  - в журнале событий сервера:
    - параметрирования;
    - пропадания напряжения;
    - коррекции времени в счетчике, УСПД и сервера.
    - пропадания и восстановления связи со счётчиком и УСПД.
- Защищенность применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
    - счетчика;
    - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
    - испытательной коробки;
    - УСПД;
    - сервера.
  - защита информации на программном уровне:
    - результатов измерений (при передаче, возможность использование цифровой подписи);
    - установка пароля на счетчик;
    - установка пароля на УСПД;
    - установка пароля на сервер ИВК.

**Знак утверждения типа**

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

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ 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.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	11
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	7
Трансформатор тока	ТОЛ-35	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	8
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	6
Трансформатор тока	ТОЛ	2
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	5
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10У2	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2	18
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A2R1-4-AL-C25-T	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A2R-4-AL-C25-T+	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	4
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1
Сервер баз данных	HP DL380 G5 №CZ14050045	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	ЭСКВ.466645.003.ФО	1

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиал НВ АЭС - УТЭСиК, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312236.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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**

Акционерное общество «Энергетическая компания АтомСбыт» (АО «АтомСбыт»)  
ИНН 3666092377  
Юридический адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, 12 «А»  
Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, 12 «А»  
Телефон: +7 (473) 222-71-41  
Факс: +7 (473) 222-71-41  
E-mail: office@atomsbyt.ru

**Изготовитель**

Акционерное общество «Энергетическая компания АтомСбыт» (АО «АтомСбыт»)  
ИНН 3666092377  
Юридический адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, 12 «А»  
Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, 12 «А»  
Телефон: +7 (473) 222-71-41  
Факс: +7 (473) 222-71-41  
E-mail: office@atomsbyt.ru

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»  
(ООО «Спецэнергопроект»)  
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7  
Телефон: +7 (495) 410-28-81  
E-mail: info@sepenergo.ru  
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

