

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «23» мая 2022 г. № 1237

Регистрационный № 85651-22

Лист № 1  
Всего листов 13

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Арктик-Энерго»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Арктик-Энерго» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

**Описание средства измерений**

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и 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;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, 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 – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных RTU-327L (далее по тексту – УСПД), каналобразующую аппаратуру, блок коррекции времени ЭНКС-2 (далее по тексту – БКВ).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) ООО «Арктик-Энерго», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналобразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее по тексту – УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «АльфаЦЕНТР».

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Сервер АИИС КУЭ ежедневно формирует и в автоматическом режиме или по запросу отправляет с помощью электронной почты по сети Internet по протоколу ТСП/IP отчеты с использованием электронной подписи (далее по тексту – ЭП) с результатами измерений в формате XML в заинтересованные организации. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется 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 оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ - ИИК, ИВКЭ и ИВК.

СОЕВ включает в себя устройство синхронизации системного времени на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, подключенный к серверу БД, блока коррекции времени, подключенному к УСПД, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД; коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на  $\pm 1$  с. Блок коррекции времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД; коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени блока коррекции времени более чем на  $\pm 1$  с. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на  $\pm 2$  с.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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

### 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 15.10.05
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

### 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 объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УССВ / БКВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС-370 35/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.1	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	А1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327L Рег. № 82466-21 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 / ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
2	ПС-370 35/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.2	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	А1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
3	ПС-370 35/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.4	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	А1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
4	ПС-370 35/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.6	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 2473-05	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	А1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС-370 35/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.10	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327L Рег. № 82466-21 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 / ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
6	ПС-370 35/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.14	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
7	ПС-370 35/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.16	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2473-05	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
8	ПС-370 35/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.19	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
9	ПС-370 35/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.21	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,1 ±7,1
10	ПС-370 35/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.23	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС-370 35/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.25	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327L Рег. № 82466-21 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 / ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
12	ПС-370 35/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.31	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
13	ПС-370 35/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.37	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
14	ПС-370 35/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.39	ТПОЛ - 10 Кл.т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
15	ПС-370 35/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.40	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
16	ПС-11А 150/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.7	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ПС-11А 150/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.13	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	A1805RAL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327L Рег. № 82466-21 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 / ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,1$ $\pm 7,1$
18	ПС-11А 150/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.53	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59 ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	A1805RAL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,1$ $\pm 7,1$
19	ПС-11Б 150/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.6	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	A1805RAL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,1$ $\pm 7,1$
20	ПС-11Б 150/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.38	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-53	A1805RAL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,1$ $\pm 7,1$
21	ПС-11Б 150/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.1	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 30709-11	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 20186-00	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,0$	$\pm 3,4$ $\pm 6,0$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	ПС-11Б 150/10 кВ ЗРУ-10 кВ яч.21	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 30709-11	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-53	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	RTU-327L Рег. № 82466-21 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 / ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±6,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана для <math>\cos\varphi = 0,8</math> инд, <math>I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}</math> и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 22 от минус 40 до плюс 65 °С.</p> <p>4 Кл. т. – класс точности, <math>K_{тт}</math> – коэффициент трансформации трансформаторов тока, <math>K_{тн}</math> – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.</p> <p>5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками, не хуже указанных, УСПД, УССВ, БКВ на однотипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.</p> <p>6 Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</p> <p>7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.</p> <p>8 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.</p>								



Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	22
<b>Нормальные условия:</b> параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
<b>Условия эксплуатации:</b> параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С - температура окружающей среды в месте расположения БКВ, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub> от 49,5 до 50,5 от -40 до +35 от -40 до +65 от +10 до +30 от -10 до +60 от -10 до +55 от -40 до +55
<b>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</b> <b>Счетчики электроэнергии:</b> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <b>УСПД:</b> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <b>УССВ:</b> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <b>БКВ:</b> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <b>Сервер:</b> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 250000 24 74500 24 35000 24 35000 1

Продолжение таблицы 3

Глубина хранения информации	
Счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее	300
- при отключении питания, лет, не менее	30
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	5
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбояв 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 счётчика:
  - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
  - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
  - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
  - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
  - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:
  - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
  - попыток несанкционированного доступа;
  - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
  - перезапусков ИВКЭ;
  - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
  - результатов самодиагностики;
  - отключения питания.
- журнал сервера:
  - изменение значений результатов измерений;
  - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
  - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
  - пропадание питания;

- замена счетчика;
- полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

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:
  - электросчетчика;
  - УСПД;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ ООО «Арктик-Энерго» 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	ГОЛ-10-1	16
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПОЛ - 10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	7
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	1
Трансформатор тока	ТЛП-10	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1

Продолжение таблицы 4

Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RAL-P4G-DW-4	20
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RL-P4GB-DW-4	2
УСПД	RTU-327L	1
УССВ	УССВ-2	1
БКВ	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1010.1 ПФ	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

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) ООО «Арктик-Энерго», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

**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

**Изготовитель**

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

**Правообладатель**

Общество с ограниченной ответственностью «Арктик-Энерго» (ООО «Арктик-Энерго»)

ИНН 5107910347

Адрес: 184511, Мурманская область, г. Мончегорск, пр-кт Metallургов, д. 45 к. 2

**Испытательный центр**

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти,  
д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц  
RA.RU.312736. Дата внесения в реестр сведений об аккредитованном лице 17.07.2019 г.

