

Приложение  
к приказу Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «22» октября 2020 г. № 1737

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Красноярская ГРЭС-2»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Красноярская ГРЭС-2» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер базы данных (сервер БД), автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и другие организации.

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 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 поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, хранение измерительной информации и передача измерительной информации на верхний уровень системы, а также отображение информации на АРМах.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации осуществляется по каналу связи в сети интернет.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УССВ-2, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС).

Синхронизация времени УСПД от УССВ-2 происходит с периодичностью 1 раз в 60 минут, коррекция производится при расхождении времени более чем на  $\pm 1$  с (программируемый параметр). Время счетчиков и сервера синхронизируется от УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция времени счетчиков и сервера производится при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем на  $\pm 2$  с (программируемый параметр).

Журналы событий счетчиков электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции.

### Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО ac metrology.dll	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
1	Красноярская ГРЭС-2, 1Г 18 кВ	ТШ20 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 рег. № 8771-82	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 рег. № 3344-08	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325 рег. № 37288-08/  УССВ-2 рег. № 54074-13
2	Красноярская ГРЭС-2, 2Г 18 кВ	ТШ20 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 рег. № 8771-82	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 рег. № 3344-04	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	Красноярская ГРЭС-2, 4Г 18 кВ	ТШ20 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 рег. № 8771-82	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 рег. № 3344-08	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	Красноярская ГРЭС-2, 5Г 6 кВ	ТШ20 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 рег. № 8771-82	ЗНОЛ.06-6 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 6600:√3/100:√3 рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	Красноярская ГРЭС-2, 6Г 18 кВ	ТШЛ-СВЭЛ-20 К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 рег. № 67629-17	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 рег. № 3344-04	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
6	Красноярская ГРЭС-2, 7Г 18 кВ	ТВ-ЭК К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 рег. № 39966-10	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 ф. В рег. № 3344-04 ф А, С рег. № 3344-08	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	Красноярская ГРЭС-2, 8Г 18 кВ	ТШЛ20Б-1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 рег. № 3344-04	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857- 11	RTU-325 рег. № 37288-08/  УССБ-2 рег. № 54074-13
8	Красноярская ГРЭС-2, 9Г 18 кВ	ТШЛ20Б-1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 рег. № 3344-04	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857- 11	
9	Красноярская ГРЭС-2, 10Г 18 кВ	ТШЛ20Б-1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 рег. № 3344-04	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857- 11	
10	Красноярская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ трансформа- тора 1Т	ТГФ110 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 ф. А, В рег. № 16635-02 ТФГМ-110 П* К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 ф. С рег. № 36672-08	НАМИ-110 УХЛ1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 ф. А рег. № 24218-03 ф. В, С рег. № 24218-08	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857- 11	
11	Красноярская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ трансформа- тора 2Т	ТВ-110-IX УХЛ1 К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 рег. № 32123-06	НАМИ-110 УХЛ1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 24218-03	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857- 11	
12	Красноярская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ трансформа- тора 4Т	ТГФ110 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 рег. № 16635-02	НАМИ-110 УХЛ1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 24218-03	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857- 11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	Красноярская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ трансформа- тора 5Т	ТГФ110 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 рег. № 16635-02	НАМИ-110 УХЛ1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 24218-03	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325 рег. № 37288-08/ УССВ-2 рег. № 54074-13
14	Красноярская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ трансформа- тора 6Т	ТГФ110 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 ф. В рег. № 16635-05 ф. А, С рег. № 16635-02	НАМИ-110 УХЛ1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 60353-15	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
15	Красноярская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ трансформа- тора 7Т	ТВ-110-IX УХЛ1 К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 рег. № 46101-10	НАМИ-110 УХЛ1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 60353-15	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
16	Красноярская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ трансформа- тора 8Т	ТГФ110 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 рег. № 16635-02	НАМИ-110 УХЛ1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 60353-15	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
17	Красноярская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ трансформа- тора 01ТСР	ТГФ110 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 200/5 рег. № 16635-04	НАМИ-110 УХЛ1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 ф. А рег. № 24218-03 ф. В, С рег. № 24218-08	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	Красноярская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ трансформатора 03ТСР	ТГФ110 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 200/5 рег. № 16635-04	НАМИ-110 УХЛ1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 60353-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
19	Красноярская ГРЭС-2, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Красноярская ГРЭС-2 - Камала-1 I цепь (Д-209)	ТФНД-220-1 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/1 рег. № 3694-73	НАМИ-220 УХЛ1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 220000:√3/100:√3 рег. № 60353-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
20	Красноярская ГРЭС-2, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Красноярская ГРЭС-2 - Камала-1 II цепь (Д-210)	ТФЗМ-220Б III У1 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/1 рег. № 3694-73	НАМИ-220 УХЛ1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 220000:√3/100:√3 рег. № 60353-15	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325 рег. № 37288-08/  УССВ-2 рег. № 54074-13
21	Трансформатор 1ТСН	ТПЛ 20 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 рег. № 21254-01	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 рег. № 3344-08	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
22	Трансформатор 2ТСН	ТПЛ 20 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 рег. № 21254-01	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 рег. № 3344-04	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
23	Трансформатор 4ТСН	ТПЛ-20 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 рег. № 3344-08	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
24	Реактор 5 Р-р	ТПОЛ-10 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06-6 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 6600:√3/100:√3 рег. № 46738-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	Трансформатор 6ТСН	ТПЛ 20 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 рег. № 21254-01	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 рег. № 3344-04	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325 рег. № 37288-08/  УССВ-2 рег. № 54074-13
26	Трансформатор 7ТСН	ТПЛ 20 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 рег. № 21254-01	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 ф. В рег. № 3344-04 ф. А, С рег. № 3344-08	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
27	Трансформатор 8ТСН	ТПЛ 20 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 рег. № 21254-01	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 рег. № 3344-04	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
28	Трансформатор 9ТСН	ТПЛ 20 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 рег. № 21254-01	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 рег. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
29	Трансформатор 10ТСН	ТПЛ 20 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 рег. № 21254-01	ЗНОЛ.06-20 У3 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 18000:√3/100:√3 рег. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
<p>Примечания:</p> <p>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 3 метрологических характеристик.</p> <p>2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичное утвержденного типа.</p> <p>3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p>					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ( $\pm\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях ( $\pm\delta$ ), %
1 – 4, 7 – 9	Активная	0,5	2,1
	Реактивная	1,1	1,8
5, 6, 24	Активная	0,5	1,9
	Реактивная	1,1	1,9
10, 12 – 14, 16 – 23, 25 – 29	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,8
11, 15	Активная	0,9	4,7
	Реактивная	2,0	2,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		$\pm 5$	
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие <math>P = 0,95</math>.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока <math>2(5)\%</math> <math>I_{ном} \cos\varphi = 0,5_{инд}</math> и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс <math>30^{\circ}\text{C}</math>.</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- сила тока, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности, <math>\cos\varphi</math></li> <li>- температура окружающей среды, <math>^{\circ}\text{C}</math></li> </ul>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- сила тока, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> </ul> <p>диапазон рабочих температур окружающего воздуха, <math>^{\circ}\text{C}</math></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для ТТ и ТН</li> <li>- для счетчиков</li> <li>- для УСПД RTU-325</li> </ul>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5<sub>инд</sub> до 0,8<sub>емк</sub></p> <p>от -40 до +40 от -40 до +65 от -10 до +60</p>



Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul> <p>УСПД RTU-325</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- наработка на отказ, ч, не менее</li> <li>- время восстановления, ч, не более</li> </ul> <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- коэффициент готовности, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul>	<p style="text-align: right;">120000</p> <p style="text-align: right;">72</p> <p style="text-align: right;">100000</p> <p style="text-align: right;">24</p> <p style="text-align: right;">0,99</p> <p style="text-align: right;">1</p>
<p>Глубина хранения информации ИИК:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- счетчики электроэнергии: <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</li> </ul> </li> </ul> <p>ИВКЭ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- УСПД RTU-325 <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее</li> </ul> </li> </ul> <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p style="text-align: right;">45</p> <p style="text-align: right;">45</p> <p style="text-align: right;">3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, 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:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации типографическим способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТШ20	12 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-СВЭЛ-20	3 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-ЭК	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1	9 шт.
Трансформаторы тока	ТФГМ-110 П*	1 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110	20 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110-IX УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-220-1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-220Б III У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-20	24 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10 У3	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-20 У3	30 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6 У3	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	21 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа А1800	29 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-099-2020	1 экз.
Формуляр	КСАЭ.422231.079.ФО	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП-312235-099-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Красноярская ГРЭС-2». Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 31.01.2020 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или МИ 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$ ... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;

- средства измерений по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

- средства измерений по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

– счетчиков электрической энергии Альфа А1800 – в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу и документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденным в 2012 г.;

– УСПД RTU-325 – в соответствии с документом ДЯИМ.466.453.005МП «устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

– устройства синхронизации времени УССВ-2 – в соответствии с документом МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001 МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденным руководителем ФБУ «Ростест-Москва» 17.05.2013 г.;

– прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 53505-13).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Красноярская ГРЭС-2», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Красноярская ГРЭС-2»**

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**

Публичное акционерное общество «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» (ПАО «ОГК-2»)

ИНН 2607018122

Адрес: 356126, Ставропольский край, Изобильненский район, п. Солнечнодольск

Телефон: +7 (39169) 3-30-49

E-mail: office-kra@ogk2.ru

### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «РусЭнергоПром»  
(ООО «РусЭнергоПром»)

ИНН 7725766980

Адрес: 117218, г. Москва, ул. Большая Черёмушкинская, д. 25, стр. 97, этаж 3, к. 309

Телефон/факс: +7 (499) 397-78-12/753-06-78

E-mail: info@rusenprom.ru

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, 2

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: [encomplex@yandex.ru](mailto:encomplex@yandex.ru)

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.