

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Мурманской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Мурманской области (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения и состоит из 57 измерительных каналов (ИК).

Измерительные каналы состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета (ИВКЭ), реализован на базе устройства сбора и передачи данных RTU-327 (УСПД), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя Центр сбора данных ОАО «РЖД» на базе ПО «Энергия АЛЬФА 2», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия АЛЬФА 2», УССВ-16HVS, УССВ-35HVS, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется формирование и хранение информации.

Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются в Центр сбора данных ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи стандарта GSM. Передача информации об энергопотреблении на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. СОЕВ создана на основе УССВ от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS) типа УССВ-16HVS и УССВ-35HVS (УССВ). В состав СОЕВ входят часы УСПД, счетчиков, Центра сбора данных ОАО «РЖД» и сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащен УССВ типа УССВ-16HVS. Резервным источником сигналов точного времени служит тайм-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ» (NTP-сервер). Сравнение показаний часов сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и УССВ происходит с периодичностью один раз в 10 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и УССВ независимо от величины расхождения. В случае синхронизации сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» посредством резервного источника сигналов точного времени сравнение показаний часов ИВК и NTP-сервера происходит с периодичностью один раз в 10 мин. Синхронизация осуществляется при расхождении показания часов ИВК и NTP-сервера на 1 с.

Центр сбора данных ОАО «РЖД» оснащен УССВ типа УССВ-35HVS. Сравнение показаний часов Центра сбора данных ОАО «РЖД» и УССВ происходит при каждом сеансе связи сервер – УССВ. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД и Центра сбора данных ОАО «РЖД» происходит при каждом сеансе связи УСПД – сервер. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Энергия АЛЬФА 2» в состав которого входят программы, указанные в таблицах 1 - 2.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Энергия АЛЬФА 2».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО ИВК Центра сбора данных ОАО «РЖД»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия АЛЬФА 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Идентификационное наименование ПО	Энергия АЛЬФА 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

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

Уровень защиты ПО «Энергия АЛЬФА 2» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», 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 3 - 4.

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ				КТТ·КТН·КСЧ	Вид энергии	Метрологические характеристики									
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)	Обозначение, тип	ИВКЭ	Основная погрешность ($\pm\delta$), %			Погрешность в рабочих условиях ($\pm\delta$), %									
1	2	3		4	5	6	7	8	9								
1	ПС-8 Мурманск (ПС Мурманская №8), ввод-2 6 кВ	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1500/5 № 9143-01	A	ТЛК10-6	RTU-327 Рег. № 41907-09	18000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5							
				B	-												
				C	ТЛК10-6												
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66												
				B													
				C													
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-4													
		2	ПС-8 Мурманск (ПС Мурманская №8), ввод-1 6 кВ	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 1500/5 № 9143-01						A	ТЛК10-6	RTU-327 Рег. № 41907-09	18000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
											B	-					
C	ТЛК10-6																
ТН	КТ = 0,5 КТН = 6000/100 № 2611-70			A	НТМИ-6-66												
				B													
				C													
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97			EA05RAL-B-4													

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
6	ПС 410 Нял 35/10 кВ, Т-1, ввод 35 кВ	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 40/1 № 37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 41907-09	14000	Активная Реактивная	0,8 1,5	2,2 2,2
				B	STSM-38					
				C	STSM-38					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/100 № 19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4								
7	ПС 410 Нял 35/10 кВ, Т-2, ввод 35 кВ	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 40/1 № 37491-08	A	STSM-38					
				B	STSM-38					
				C	STSM-38					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/100 № 19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4								
8	ПС 343 Печенга 35/10 кВ, ввод ВЛ-35 кВ ОМ-105/343	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 40/1 № 37491-08	A	STSM-38					
				B	STSM-38					
				C	STSM-38					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/100 № 19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
9	ПС 110 кВ Кильдин (ПС 7), ОРУ 110 кВ, ввод Л-124	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	440000	Активная Реактивная	0,8 1,4	2,6 4,0
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _T = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-4								
10	ПС 110 кВ Кильдин (ПС 7), ОРУ 110 кВ, ввод Л-97	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	440000	Активная Реактивная	0,8 1,4	2,6 4,0
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _T = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-4								
11	ПС 110 кВ Кильдин (ПС 7), Т-3 ввод 10 кВ	ТТ	К _T = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 6009-77	A	ТОЛ-10 УТ2	RTU-327 Рег. № 41907-09	20000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				B	-					
				C	ТОЛ-10 УТ2					
		ТН	К _T = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-53	A	НТМИ-10					
				B						
				C						
Счетчик	К _T = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-4								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
12	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 2793-71	A	ТФНД-110М	RTU-327 Рег. № 41907-09	33000	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
				B	-					
				C	ТФНД-110М					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1					
				B	НКФ-110-57 У1					
				C	НКФ-110-57 У1					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RAL-B-4								
13	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 2793-71	A	ТФНД-110М	RTU-327 Рег. № 41907-09	33000	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
				B	-					
				C	ТФНД-110М					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1					
				B	НКФ-110-57 У1					
				C	НКФ-110-57 У1					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RALX-P3B-4								
14	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), Ф-1 6 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 400/5 № 1261-02	A	ТПОЛ 10	RTU-327 Рег. № 41907-09	8000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				B	-					
				C	ТПОЛ 10					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-3								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
15	ПС 110 кВ Лопарская (ПС 9), Ф-6 6 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 400/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	8000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				B	-					
				C	ТПЛ-10					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-3								
16	ПС 110 кВ Кица (ПС 58), Т-2, ввод 10 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 2473-69	A	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	20000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				B	-					
				C	ТЛМ-10					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-4								
17	ПС 110 кВ Кица (ПС 58), Т-1, ввод 10 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 2473-69	A	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	20000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				B	-					
				C	ТЛМ-10					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-4								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
21	ПС 110 кВ Тайбола (ПС 10), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-138	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	440000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RAL-P3B-4								
22	ПС 110 кВ Тайбола (ПС 10), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-128	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТТ} = 300/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	330000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RAL-P3B-4								
23	ПС 110 кВ Тайбола (ПС 10), ввод ВЛ 35 кВ М-61	ТТ	К _T = 0,5 К _{ТТ} = 40/5 № 3689-73	A	ТФНД-35М	RTU-327 Рег. № 41907-09	2800	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				B	ТФНД-35М					
				C	-					
		ТН	К _T = 0,5 К _{ТН} = 35000:√3/100:√3 № 912-05	A	ЗНОМ-35-65					
				B	ЗНОМ-35-65					
				C	ЗНОМ-35-65					
Счетчик	К _T = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-3								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
24	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ввод ВЛ 110 кВ Л-137	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	440000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4								
25	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ввод ВЛ 110 кВ Л-139	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1					
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4								
26	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-70	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1					
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9		
27	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-118	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	440000	Активная	0,5	2,0		
				B	ТБМО-110 УХЛ1							
				C	ТБМО-110 УХЛ1							
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1			Реактивная	1,1	2,1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1							
				C	НАМИ-110 УХЛ1							
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RAL-P3B-4										
28	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-119	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		RTU-327 Рег. № 41907-09	440000	Активная	0,5	2,0	
				B	ТБМО-110 УХЛ1							
				C	ТБМО-110 УХЛ1							
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1				Реактивная	1,1	2,1	
				B	НАМИ-110 УХЛ1							
				C	НАМИ-110 УХЛ1							
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RAL-P3B-4										
29	ПС 110 кВ Оленегорск 12 (ПС 12), ОРУ 110 кВ, ввод ВЛ 110 кВ Л-110	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1			RTU-327 Рег. № 41907-09	440000	Активная	0,5	2,0
				B	ТБМО-110 УХЛ1							
				C	ТБМО-110 УХЛ1							
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1					Реактивная	1,1	2,1
				B	НАМИ-110 УХЛ1							
				C	НАМИ-110 УХЛ1							
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RAL-P3B-4										

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
33	ПС 110 кВ Апатиты (ПС 14), ОРУ 110 кВ, ввод ОЛ-115	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТГ} = 400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	440000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RAL-P3B-4								
34	ПС 110 кВ Апатиты (ПС 14), Ф-11 10 кВ	ТТ	К _T = 0,5 К _{ТГ} = 600/5 № 9143-01	A	ТЛК10-6	RTU-327 Рег. № 41907-09	12000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				B	-					
				C	ТЛК10-6					
		ТН	К _T = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 18178-99	A	НАМИТ-10-2					
				B						
				C						
Счетчик	К _T = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05L-B-3								
35	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), Т-2, ввод 10 кВ	ТТ	К _T = 0,5 К _{ТГ} = 800/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	16000	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
				B	-					
				C	ТПОЛ-10					
		ТН	К _T = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66					
				B						
				C						
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RAL-P3B-4								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9		
36	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), Т-1, ввод 10 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 800/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	16000	Активная	1,1	5,5		
				B	-							
				C	ТПОЛ-10							
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66							
				B								
				C								
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RAL-P3B-4										
37	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), Ф-2 10 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10		RTU-327 Пер. № 41907-09	3000	Активная	1,2	5,7	
				B	-							
				C	ТПЛ-10							
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66							
				B								
				C								
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RL-B-3										
38	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), Ф-1 10 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10			RTU-327 Пер. № 41907-09	3000	Активная	1,2	5,7
				B	-							
				C	ТПЛ-10							
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66							
				B								
				C								
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05L-B-3										

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
39	ПС 110 кВ Полярные Зори (ПС 62), Т-1 ввод 110 кВ	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТГ} = 200/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09	220000	Активная Реактивная	0,8 1,4	2,6 4,0
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _T = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-4								
40	ПС 110 кВ Полярные Зори (ПС 62), Т-2 ввод 110 кВ	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТГ} = 200/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09	220000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RAL-P3B-4								
41	ПС 110 кВ Белое Море (ПС 48А), ОРУ-110 кВ, ввод Т-1	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТГ} = 200/1 ф. А, В: № 23256-05 ф. С: № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09	220000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RAL-P3B-4								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
42	ПС 110 кВ Белое Море (ПС 48А), ОРУ-110 кВ, ввод Т-2	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Per. № 41907-09	220000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RAL-P3B-4								
43	ПС 110 кВ Белое Море (ПС 48А), КЛ 10 кВ "Фидер связи"	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Per. № 41907-09	4000	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,8 4,0
				B	-					
				C	ТЛО-10					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05L-B-3								
44	ПС 110 кВ Жемчужная (ПС 72), Т-1, ввод 10 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Per. № 41907-09	20000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				B	-					
				C	ТПОЛ-10					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-4								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
45	ПС 110 кВ Жемчужная (ПС 72), Т-2, ввод 10 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Per. № 41907-09	20000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				B	-					
				C	ТПОЛ-10					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-B-4								
46	ПС 110 кВ Княжая (ПС 84), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-145	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Per. № 41907-09	440000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 ф. А,В: № 24218-03 Ф. С: № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RAL-P3B-4								
47	ПС 110 кВ Княжая (ПС 84), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-85	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Per. № 41907-09	440000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA02RAL-P3B-4								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9		
48	ПС 110 кВ Ковда (ПС 85), ОРУ 110 кВ, ввод Л-85	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Per. № 41907-09	440000	Активная	0,5	2,0		
				B	ТБМО-110 УХЛ1							
				C	ТБМО-110 УХЛ1							
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1							
				B	НАМИ-110 УХЛ1							
				C	НАМИ-110 УХЛ1							
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4										
49	ПС 110 кВ Ковда (ПС 85), ОРУ 110 кВ, ввод Л-86	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		RTU-327 Per. № 41907-09	440000	Активная	0,5	2,0	
				B	ТБМО-110 УХЛ1							
				C	ТБМО-110 УХЛ1							
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1							
				B	НАМИ-110 УХЛ1							
				C	НАМИ-110 УХЛ1							
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4										
50	ПС 110 кВ Пояконда (ПС 86), ОРУ 110 кВ, ввод Л-86	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1			RTU-327 Per. № 41907-09	440000	Активная	0,5	2,0
				B	ТБМО-110 УХЛ1							
				C	ТБМО-110 УХЛ1							
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1							
				B	НАМИ-110 УХЛ1							
				C	НАМИ-110 УХЛ1							
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4										

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
51	ПС 110 кВ Пояконда (ПС 86), ОРУ 110 кВ, Ввод Л-87	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТГ} = 400/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	440000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4								
52	ПС 110 кВ Имандра (ПС 13), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-144	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТГ} = 400/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	440000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4								
53	ПС 110 кВ Имандра (ПС 13), ОРУ 110кВ, ВЛ 110 кВ Л-146	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТГ} = 400/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 41907-09	440000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
54	ПС 110 кВ Питкуль (ПС 16), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-114	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТГ} = 600/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Per. № 41907-09	660000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4								
55	ПС 110 кВ Питкуль (ПС 16), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-115	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТГ} = 600/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Per. № 41907-09	660000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4								
56	ПС 110 кВ Питкуль (ПС 16), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-111	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТГ} = 600/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Per. № 41907-09	660000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
57	ПС 110 кВ Питкуль (ПС 16), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-112	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 600/1 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 41907-09	660000	Активная	0,5	2,0
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4				Реактивная	1,1	2,0		
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с								±5		

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном} \cos j = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с описанием типа как его неотъемлемая часть.

5 Допускается изменение наименования измерительных каналов без изменения объекта измерений. Изменение оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos j$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos j$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{смк.} от -10 до +35 от -40 до +65 от +1 до +50</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p>	<p>120000 72 50000 72 35000</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
УССВ-16HVS: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УССВ-35HVS: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	 44000 35000 70000
Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 3,5

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 на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Мурманской области типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	43 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	14 шт.
Трансформаторы комбинированные	STSM-38	12 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	87 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК10-6	10 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	2 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	14 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	4 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	66 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	7 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	4 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-036-2018	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.114.ЭД.ФО	1 экз.
Технорабочий проект	13526821.4611.114.Т1.01 П4	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-036-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Мурманской области. Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 31.08.2018 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, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $35...330/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;
 - по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений;
 - по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений;
 - счетчиков электрической энергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97) - по методике поверки с помощью установок МК6800, МК6801 для счетчиков классов точности 0,2 и 0,5 и установок ЦУ 6800 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0;
 - счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (рег. № 31857-06) – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19.05.2006 г.;
 - счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (рег. № 31857-11) - в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденным в 2012 г.;
 - УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09) – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
 - радиочасы МИР РЧ-02.00 (рег. № 46656-11);
 - 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) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Мурманской области», 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) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Мурманской области

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

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

ИНН 7706284124

Адрес: 105066, г. Москва, ул. Ольховская, д. 27, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 280-04-50

Испытательный центр

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

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26

Телефон: +7 (351) 958-02-68

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

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ___ » _____ 2018 г.