

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 21 » _____ октября 2024 г. № 2506

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а)	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система непрерывного мониторинга летучих органических соединений	SCS-900VII	E	93540-24	5513100070	Beijing SDL Technology CO., Ltd., Китай	Beijing SDL Technology CO., Ltd., Китай	ОС	МП-282-2024 «ГСИ. Система непрерывного мониторинга летучих органических соединений SCS-900VII. Методика поверки»	1 год	Публичное акционерное общество «Новолипецкий металлургический комбинат» (ПАО «НЛМК»), г. Липецк	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология», Московская обл., г. Чехов	19.01.2024
2.	Барьеры искрозащиты	I-10	C	93541-24	DEPF030003, DESA030003, DERZ030001	Акционерное общество «Научно-Инженерный Центр «ИНКОМСИ-СТЕМ» (АО НИЦ «ИН-	Акционерное общество «Научно-Инженерный Центр «ИНКОМСИ-СТЕМ» (АО НИЦ «ИН-	ОС	МП-767/12-2023 «ГСИ. Барьеры искрозащиты I-10. Методика поверки»	2 года	Акционерное общество «Научно-Инженерный Центр «ИНКОМСИ-СТЕМ» (АО НИЦ «ИН-	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ», г. Москва	04.03.2024

						КОМСИ-СТЕМ»), г. Казань	КОМСИ-СТЕМ»), г. Казань				КОМСИ-СТЕМ»), г. Казань		
3.	Делители напряжения	ДН-400	Е	93542-24	047, 048	Завод «Микроприбор», Молдова (изготовлен в 1987 г.)	Завод «Микроприбор», Молдова	ОС	МП 201/1.1-011-2024 «ГСИ. Делители напряжения ДН-400. Методика поверки»	1 год	Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва	27.03.2024
4.	Комплекс измерительных-вычислительный в защищенном исполнении испытательного стенда № 14-1	Обозначение отсутствует	Е	93543-24	001	Акционерное общество «Научно-производственный центр «МЕРА» (АО «НПЦ «МЕРА»), Московская обл., г. Королев	Акционерное общество «Научно-производственный центр «МЕРА» (АО «НПЦ «МЕРА»), Московская обл., г. Королев	ОС	МБДА.303 2.0300.100 МП «ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный в защищенном исполнении испытательного стенда № 14-1. Методика поверки»	1 год	Акционерное общество «Научно-производственный центр «МЕРА» (АО «НПЦ «МЕРА»), Московская обл., г. Королев	ФАУ «ЦИАМ им. П.И.Баранова», г. Москва	05.07.2024
5.	Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС-50	Е	93544-24	1, 2	Акционерное общество «Сахазнерго» (АО «Сахазнерго»), Республика Саха (Якутия),	Акционерное общество «Сахазнерго» (АО «Сахазнерго»), Республика Саха (Якутия),	ОС	ГОСТ 8.346-2000 «ГСИ. Резервуары стальные горизон-	5 лет	Акционерное общество «Сахазнерго» (АО «Сахазнерго»), Республика Саха (Якутия),	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ», г. Москва	15.05.2024

						Булунский улус, п. Тикси	Булунский улус, п. Тикси		тальные цилиндрические. Методика поверки»		Булунский улус, п. Тикси		
6.	Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС	Е	93545-24	модификация РГС-60 зав. № 1, модификация РГС-50 зав. № 13	Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»), Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси	Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»), Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси	ОС	ГОСТ 8.346-2000 «ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки»	5 лет	Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»), Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ», г. Москва	19.05.2024
7.	Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические	РГС-50	Е	93546-24	1, 2	Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»), Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси	Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»), Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси	ОС	ГОСТ 8.346-2000 «ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки»	5 лет	Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»), Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ», г. Москва	21.05.2024
8.	Анализаторы жидкости	КТА	С	93547-24	КТА-1, зав. № 2600009; КТА-2, зав. № 2700010	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Томьяналит» (ООО «НПП «Томьяналит»)), г. Томск	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Томьяналит» (ООО «НПП «Томьяналит»)), г. Томск	ОС	МП 205-09-2024 «ГСИ. Анализаторы жидкости КТА. Методика поверки»	1 год	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Томьяналит» (ООО «НПП «Томьяналит»)), г. Томск	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва	09.07.2024
9.	Счетчики электрической энергии	СЕ	С	93548-24	СЕ210 С10.746.L1F № 210000000000010,	Акционерное общество «Электротех-	Акционерное общество «Электротех-	ОС	САНТ.4111 52.336 Д1 «ГСИ.	10 лет - для клас-	Акционерное общество «Электротех-	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва	07.08.2024

	многофункциональные				CE210 S10.846.RK.I № 2100000000000020, CE210 R10.749.Z2C.I № 2100000000000030, CE310 C30.746.LF № 3100000000000010, CE310 S30.403.L1K.ST № 3100000000000020, CE310 R30.603.LC.ST № 3100000000000040	нические заводы «Энергомера» (АО «Энергомера»), г. Ставрополь	нические заводы «Энергомера» (АО «Энергомера»), г. Ставрополь		Счетчики электрической энергии многофункциональные СЕ. Методика поверки»	сов точно-сти 0,2S, 0,5S и 0,5; 16 лет - для классов точно-сти 1 и 2	нические заводы «Энергомера» (АО «Энергомера»), г. Ставрополь		
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «НЛМК»	Обозначение отсутствует	E	93549-24	1158	Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»), г. Владимир	Публичное акционерное общество «Новолипецкий металлургический комбинат» (ПАО «НЛМК»), г. Липецк	ОС	МП СМО-1907-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «НЛМК». Методика поверки»	4 года	Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»), г. Владимир	АО «РЭС Групп», г. Владимир	19.07.2024
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммер-	Обозначение отсутствует	E	93550-24	01/24	Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ» (ООО «ЭНЕР-	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ» (ООО «ЛУ-	ОС	МП 26.51/314/2 4 «ГСИ. Система автоматизированная информа-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ» (ООО «ЭНЕРГО-	ООО «Энерготестконтроль», г. Москва	28.08.2024

	ческого учета электроэнергии ООО «ЛУ-КОЙЛ - ПЕРМЬ»					ГОМЕТРОЛОГИЯ)), г. Москва	КОЙЛ - ПЕРМЬ)), г. Пермь		ционно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЛУ-КОЙЛ - ПЕРМЬ». Методика поверки»		МЕТРОЛОГИЯ)), г. Москва		
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Благо-Верхняя Хава»	Обозначение отсутствует	Е	93551-24	125	Общество с ограниченной ответственностью «Электроконтроль» (ООО «Электроконтроль»), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью «Благо-Верхняя Хава» (ООО «Благо-Верхняя Хава»), Воронежская обл., м.р-н Верхнехавский, с. Верхняя Хава	ОС	МП 26.51/313/24 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Благо-Верхняя Хава». Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Электроконтроль» (ООО «Электроконтроль»), г. Москва	ООО «Энерготестконтроль», г. Москва	09.08.2024
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета	Обозначение отсутствует	Е	93552-24	001	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»),	Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРДЖИ ГРУП» (ООО «ЭНЕРДЖИ ГРУП»), г. Нижний	ОС	МП 8-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измери-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»),	ООО «АСЭ», г. Владимир	08.08.2024

	та электрической энергии (АИИС КУЭ) NRG-Благо					г. Владимир	Новгород		тельная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) NRG-Благо. Методика поверки»		г. Владимир		
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Праксайр Азот Тольятти»	Обозначение отсутствует	Е	93553-24	001	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	ОС	МП 4-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Праксайр Азот Тольятти». Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	ООО «АСЭ», г. Владимир	19.07.2024
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО	Обозначение отсутствует	Е	93554-24	02/24	Общество с ограниченной ответственностью «Центр энерготехнологий ТЭС» (ООО «Центр энерготехнологий ТЭС»), г. Волгоград	Акционерное общество «Спецнефтематериалы» (АО «Спецнефтематериалы»), г. Волгоград	ОС	МП 26.51/312/24 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Центр энерготехнологий ТЭС» (ООО «Центр энерготехнологий ТЭС»), г. Волгоград	ООО «Энерготестконтроль», г. Москва	08.08.2024

	«Спецнефте материалы»								коммерческо-го учета электро-энергии АО «Спецнефт ематериа-лы». Мето-дика по-верки»				
16.	Система ав-томатизиро-ванная ин-формацион-но-измеритель-ная коммер-ческого уче-та электро-энергии ООО «Лу-койл-Волгоград-нефтепере-работка»	Обозна-чение отсут-ствует	Е	93555-24	03/24	Общество с ограниченной ответствен-ностью «ЭНЕР-ГОМЕТРО-ЛОГИЯ» (ООО «ЭНЕР-ГОМЕТРО-ЛОГИЯ»), г. Москва	Общество с ограниченной ответствен-ностью «ЛУ-КОЙЛ-Волгоград-нефтепере-работка» (ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоград-нефтепере-работка»), г. Волгоград	ОС	МП 26.51/317/24 «ГСИ. Система автوماتи-зированная информа-ционно-измери-тельная коммерче-ского учета электро-энергии электро-энергии ООО «Лу-койл-Волгоград-нефтепере-работка». Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответствен-ностью «ЭНЕР-ГОМЕТРО-ЛОГИЯ» (ООО «ЭНЕРГО-МЕТРОЛО-ГИЯ»), г. Москва	ООО «Энерго-тестконтроль», г. Москва	04.09.2024
17.	Система ав-томатизиро-ванная ин-формацион-но-измеритель-ная коммер-ческого уче-	Обозна-чение отсут-ствует	Е	93556-24	001	Общество с ограниченной ответствен-ностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»),	Акционерное общество «СГК-Алтай» (АО «СГК-Алтай»), г. Барнаул	ОС	МП 6-2024 «ГСИ. Си-стема ав-томатизи-рованная информа-ционно-измери-	4 года	Общество с ограниченной ответствен-ностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»),	ООО «АСЭ», г. Владимир	26.07.2024

	та электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала «Барнаулская теплосетевая компания» АО «СГК-Алтай»					г. Владимир			тельная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала «Барнаулская теплосетевая компания» АО «СГК-Алтай». Методика поверки»		г. Владимир		
--	--	--	--	--	--	-------------	--	--	--	--	-------------	--	--

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93540-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система непрерывного мониторинга летучих органических соединений SCS-900VII

Назначение средства измерений

Система непрерывного мониторинга летучих органических соединений SCS-900VII (далее – система) предназначена для непрерывного мониторинга летучих органических соединений (бензол, пропан, сероводород) в выбросах дымовых газов из стационарных источников загрязнения или окружающего воздуха на ПАО «НЛМК».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на применении хроматографа газового промышленного Maxum edition II (рег. № 45191-15), сер. № 5513100070.

Система является стационарной, конструктивно состоит из:

- подсистемы непрерывного мониторинга газов;
- подсистемы сбора и обработки данных.

В состав подсистемы непрерывного мониторинга газов входит:

- электронный блок;
- термостат;
- хроматографические колонки;
- хроматографические детекторы;
- блок дозирования пробы;
- блок контроля газовых потоков;
- пробоотборник модели SD200Ex.

В состав подсистемы сбора и обработки данных входит:

- система автоматического управления на базе программируемого логического контролера (PLC);
- системный встроенный микрокомпьютер (PC);
- системное программное обеспечение системы сбора и обработки данных PAS-DAS.

Вывод информации в распределенную систему управления, на контроллер или на персональный компьютер производится по сети Ethernet, по последовательному интерфейсу RS422/485 по протоколу Modbus, по аналоговым выходам (от 4 до 20 мА).

Система оснащена следующими типами детекторов:

- ДТП – детектор по теплопроводности;
- ПИД – пламенно-ионизационный детектор;
- ПФД – пламенно-фотометрический детектор.

Для дозирования газовых проб используется мембранный клапан. Дозирование жидкой пробы осуществляется при помощи специализированных клапанов ввода жидкой пробы.

Разделение газовых смесей осуществляется с помощью насадочных колонок.

В системе могут использоваться один или несколько газов-носителей.

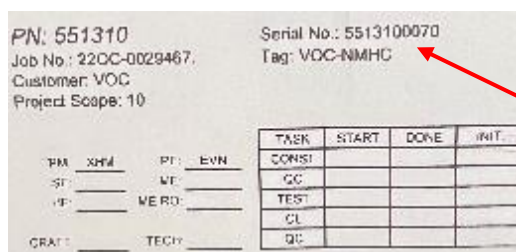
Для поддержания стабильного давления анализируемого газа, газов-носителей и вспомогательных газов применяется электронная система контроля давления (ЕРС).

Общий вид системы приведен на рисунке 1, пломбирование от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено. Система имеет серийный номер (сер. № 5513100070), который нанесен печатным способом в виде цифрового обозначения на идентификационную табличку (рисунок 2), закрепленную методом наклейки.



Рисунок 1 – Общий вид системы непрерывного мониторинга летучих органических соединений SCS-900VII, сер. № 5513100070



Место нанесения
серийного номера

Рисунок 2 – Идентификационная табличка системы

Программное обеспечение

Система имеет встроенное программное обеспечение (далее ПО).

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014. Влияние встроенного программного обеспечения на метрологические характеристики системы учтено при нормировании метрологических характеристик.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CAC_SH4_MAXUM
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	3.00.00

Метрологические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Контрольное вещество	Значение		
		ДТП	ПВД	ПФД
Относительное среднеквадратическое отклонение выходного сигнала (по площади пика), %, не более	Бензол	2,0	2,0	-
	Пропан	2,0	2,0	-
	Сероводород	-	-	4,0
Пределы допускаемого значения относительного изменения выходного сигнала (по площади пика) за цикл измерений 48 часов, %	Бензол	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	-
	Пропан	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	-
	Сероводород	-	-	$\pm 4,0$
Предел детектирования, не более	Бензол	$0,5 \cdot 10^{-10}$ г/см ³	$0,5 \cdot 10^{-13}$ г/с	-
	Пропан	$0,5 \cdot 10^{-10}$ г/см ³	$1 \cdot 10^{-12}$ г/с	-
	Сероводород	-	-	$3 \cdot 10^{-12}$ г/с

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания переменного тока, В	от 207 до 253
Частота переменного тока, Гц	от 49 до 51
Габаритные размеры (Ш×В×Г), мм, не более	662×411×1010
Масса, кг, не более	77
Время непрерывной работы системы без корректировки градуировочной зависимости, ч, не менее	24
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - атмосферное давление (при t=25 °С), кПа - относительная влажность, %, не более	от +5 до +35 от 86 до 106 90
Средний срок службы, лет	15
Средняя наработка до отказа, ч	60 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система непрерывного мониторинга летучих органических соединений	SCS-900VII	1 шт. сер. № 5513100070
Руководство по эксплуатации	—	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте № 4.2 «Наладка системы» документа «Система непрерывного мониторинга летучих органических соединений SCS-900VII. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 26703-93 Хроматографы аналитические газовые. Общие технические требования и методы испытаний.

Правообладатель

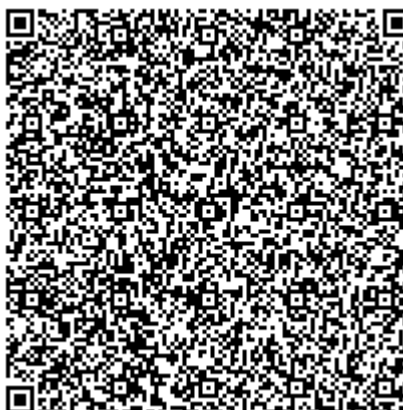
Beijing SDL Technology CO., Ltd, Китай
Адрес: 454103, NO.3, Str.3rd, Internation Industrial Base, Huilongguan, Changping District, Beijing
Тел.: +86 10 80735600 80735700
E-mail: info@chsdl.com

Изготовитель

Beijing SDL Technology CO., Ltd, Китай
Адрес: 454103, NO.3, Str.3rd, Internation Industrial Base, Huilongguan, Changping District, Beijing
Тел.: +86 10 80735600 80735700
E-mail: info@chsdl.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)
Юридический адрес: 142300, Московская обл., г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2
Телефон: +7 (495) 108 69 50
E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93541-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Барьеры искрозащиты I-10

Назначение средства измерений

Барьеры искрозащиты I-10 (далее по тексту – барьеры) предназначены для гальванической развязки и преобразований входных аналоговых сигналов силы постоянного тока в электрические выходные сигналы силы постоянного тока, а также в цифровые кодовые сигналы для передачи по протоколу HART между взрывоопасной и взрывобезопасной зонами, обеспечивая искробезопасные электрические параметры устройств.

Описание средства измерений

Принцип действия барьеров основан на преобразовании входных аналоговых сигналов силы постоянного тока в электрические выходные сигналы силы постоянного тока с возможностью двунаправленной передачи сигналов по протоколу HART. Барьеры обеспечивают гальваническое разделение цепей питания, входных и выходных цепей.

Конструктивно барьеры являются законченными модулями, выполненными в виде электронной платы с клеммниками, размещенной в неразборном пластмассовом корпусе. Барьеры рассчитаны для монтажа на DIN-рейку. Подача питания на барьеры осуществляется как через съемные клеммные колодки, так и через специальный разъем со стороны DIN-рейки.

Барьеры выполнены со взрывозащитой вида «искробезопасная электрическая цепь» (i), уровнем взрывозащиты вида (ia) в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2014, ГОСТ 31610.11-2014, имеют маркировку взрывозащиты [Ex ia Ga] IIC.

Барьеры изготавливаются в трех модификациях, отличающихся назначением, количеством входных каналов преобразования, габаритными размерами и массой:

- I-10-AI22H-ExS, двухканальный (2-х и 3-х проводное подключение), поддержка HART, 2 входа / 2 выхода;
- I-10-AI12H-ExS одноканальный (2-х и 3-х проводное подключение), поддержка HART, 1 вход / 2 выхода;
- I-10-AO22-ExS, двухканальный (2-х проводное подключение), 2 входа / 2 выхода.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и/или латинских букв и из QR кода, наносится на корпус барьеров методом гравировки или полиграфическим методом, и расположен на лицевой и боковой панели, что обеспечивает идентификацию каждого экземпляра в течение всего срока эксплуатации.

Нанесение знака поверки на корпус барьеров не предусмотрено.

Пломбирование конструкцией барьеров не предусмотрено.

Общий вид барьеров с указанием мест нанесения заводского номера, знака утверждения типа представлен на рисунке 1.



а) I-10-AI22H-ExS



б) I-10-AI12H-ExS



в) I-10-AO22-ExS

1 Место нанесения
знака утверждения типа

2 Место нанесения
заводского номера

Рисунок 1 –Общий вид барьеров

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики барьеров

Наименование характеристики	Значение
Диапазон выходного сигнала силы постоянного тока, мА	от 4 до 20
Диапазон входного сигнала силы постоянного тока, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразований силы постоянного тока, %	$\pm 0,1$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности преобразований силы постоянного тока, %	$\pm 0,005$
Примечания 1. Нормируемым значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значением диапазона измерений. 2. Дополнительная погрешность обусловлена изменением температуры окружающего воздуха от нормальных условий измерений в пределах рабочей температуры измерений на каждые 1 °С изменения температуры.	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество входных каналов - I-10-AI22H-ExS, I-10-AO22-ExS - I-10-AI12H-ExS,	2 1
Количество выходных каналов (для всех модификаций)	2
Номинальное значение напряжения питания постоянного тока, В	24
Диапазон напряжения питания постоянного тока, В	от 20 до 35
Потребляемая мощность, Вт, не более - I-10-AI22H-ExS - I-10-AI12H-ExS, I-10-AO22-ExS	2,8 2,0
Масса, кг, не более - I-10-AI22H-ExS, I-10-AI12H-ExS, I-10-AO22-ExS	0,15
Габаритные размеры (Ширина×Высота×Толщина), мм, не более - I-10-AI22H-ExS, I-10-AO22-ExS - I-10-AI12H-ExS	108,0×118,0×17,5 108,0×118,0×12,5
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С	от +15 до +25
Рабочие условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от -20 до +60 от 10 до 95
Маркировка взрывозащиты	[Ex ia Ga] IIC

Знак утверждения типа

наносится на корпус барьеров методом гравировки или полиграфическим методом и на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Барьер искрозащиты I-10	Соответствует модификации	1 шт.
Паспорт	Х.01.ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ИнКС.42643.001 РЭ	1 экз.
Примечания: 1. Х в обозначении паспорта принимает значения наименования модификаций барьеров; 2. допускается поставка руководства по эксплуатации в электронном виде.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.2 «Назначение барьеров» руководства по эксплуатации ИнКС.42643.001 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

ТУ ИнКс.27.90.40-001-13005720-2023 Барьеры искрозащиты I-10. Технические условия.

Правообладатель

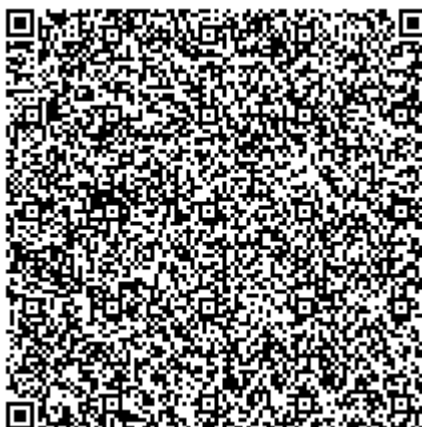
Акционерное общество «Научно-Инженерный Центр «ИНКОМСИСТЕМ»
(АО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)
ИНН 1660002574
Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д. 17

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-Инженерный Центр «ИНКОМСИСТЕМ»
(АО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)
ИНН 1660002574
Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д. 17
Адрес места осуществления деятельности: 420095, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Восстания, д. 104И

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)
Адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I, ком. 28
Телефон: +7 (495) 481-33-80
E-mail: info@prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестр аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93542-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Делители напряжения ДН-400

Назначение средства измерений

Делители напряжения ДН-400 (далее - делители) предназначены для масштабных преобразований напряжения постоянного тока до уровня, пригодного для измерений стандартными приборами.

Возможно использование делителей в качестве рабочего эталона 1 разряда при проведении поверки киловольтметров, измерительных систем, делителей напряжения и масштабных преобразователей напряжения, в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений электрического напряжения постоянного тока – вольты в диапазоне от 1 до 500 кВ (положительной и отрицательной полярностей).

Описание средства измерений

Принцип действия делителей основан на методе омического деления.

Делители представляют собой колонки из 5 последовательно соединенных и жестко закрепленных между собой резисторов, установленных на изоляционном основании, являющихся их высоковольтным плечом. Для защиты от пыли и механических воздействий резисторы помещены в цилиндр из изоляционного материала. Изоляционное основание резисторов и цилиндр закреплены на прямоугольном металлическом корпусе, в котором располагаются элементы схемы и плеча низкого напряжения. Сверху изоляционный цилиндр закрыт металлической крышкой.

Делители имеют два коэффициента деления.

На металлическом корпусе делителей нанесены заводские номера методом гравировки в виде цифровых обозначений, однозначно идентифицирующих данные экземпляры.

Делители пломбируются от несанкционированного доступа нанесением наклеек на крышку, закрывающую элементы низковольтного плеча.

К делителям данного типа относятся делители напряжения ДН-400 с заводскими № 047 и 048.

Нанесение знака поверки на делители не предусмотрено.

Общий вид делителя, обозначение места пломбирования от несанкционированного доступа и места нанесения заводского номера представлены на рисунке 1.

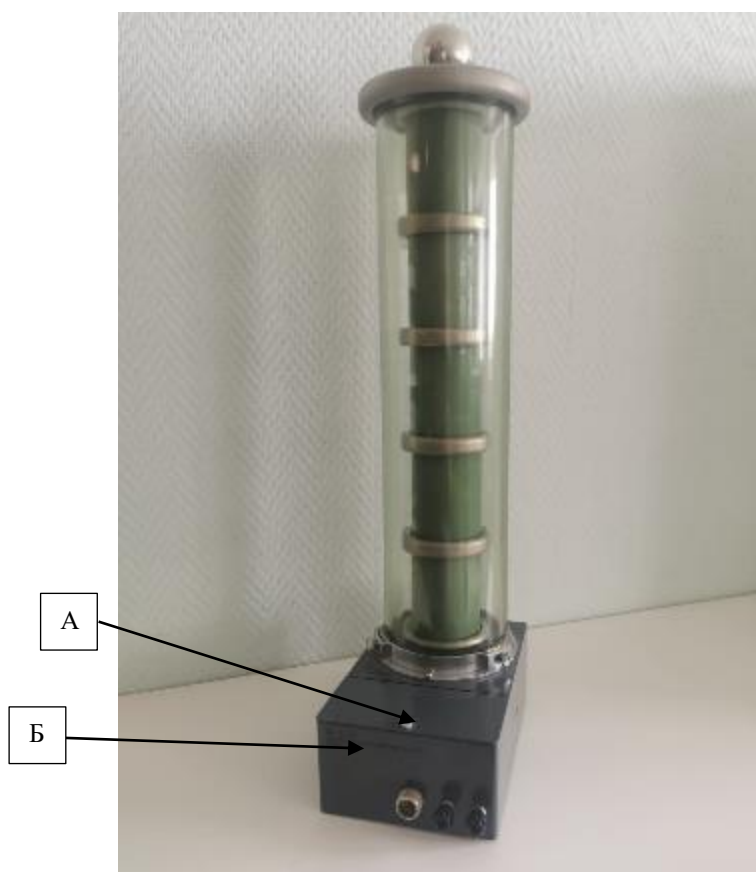


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений, обозначение места пломбирования от несанкционированного доступа (А) и места нанесения заводского номера (Б)

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон преобразований напряжения постоянного тока, кВ	от 1 до 100
Номинальные значения коэффициентов деления	1000 и 10000
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразований напряжения постоянного тока, %	$\pm 0,1$

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия применения: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +10 до +25 до 80 от 84 до 106
Габаритные размеры (высота × ширина × глубина), мм, не более	655 × 150 × 250
Масса, кг, не более	9
Средний срок службы, лет	8
Средняя наработка на отказ, ч	7000

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист технического описания и инструкции по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Делитель напряжения	ДН-400	1
Техническое описание и инструкция по эксплуатации		1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 10 «Порядок работы» документа «Делитель напряжения ДН-400. Техническое описание и инструкция по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2022 г. № 3344 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического напряжения постоянного тока в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

Завод «Микроприбор», Молдова

Адрес: Молдова, г. Кишинев, б-р Дечебал, д. 139

Изготовитель

Завод «Микроприбор», Молдова (изготовлен в 1987 г.)

Адрес: Молдова, г. Кишинев, б-р Дечебал, д. 139

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

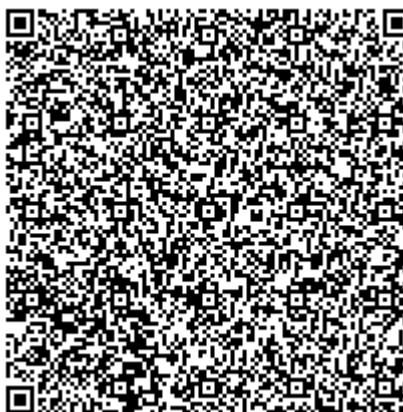
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93543-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерительно-вычислительный в защищенном исполнении
испытательного стенда № 14-1

Назначение средства измерений

Комплекс измерительно-вычислительный в защищенном исполнении испытательного стенда № 14-1 (далее – ИВК, Комплекс) предназначен для измерений: напряжения и силы постоянного тока, частоты периодического сигнала, сопротивления постоянному току, относительного напряжения тензорезистивного моста, а также для сбора, обработки, отображения измеренной информации, передачи параметров, архивирования и сохранения информации об измеренных параметрах при проведении стендовых испытаний газотурбинных двигателей.

Описание средства измерений

Принцип действия ИВК основан на передаче параметров электрических сигналов и электрических цепей с выходов первичных измерительных преобразователей (ПИП) через нормализаторы и блоки гальванической развязки в измерительные модули для цифрового преобразования с последующей передачей для отображения и регистрации средствами вычислительной техники на станции сбора данных.

Конструктивно ИВК состоит из: шкафа коммутационного, шкафа кроссировочного, стойки приборной, станции сбора данных, комплекса измерительного магистрально-модульного МІС-140/96, комплекта кабелей, автоматизированных рабочих мест операторов.

Функционально ИВК включает в себя следующие измерительные каналы:

ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры жидких и газообразных сред в диапазоне преобразования первичных преобразователей термоэлектрического типа;

ИК напряжения постоянного тока;

ИК силы постоянного тока;

ИК частоты периодического сигнала;

ИК сопротивления постоянному току;

ИК относительного напряжения тензорезистивного моста.

Принцип действия ИК:

- ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры жидких и газообразных сред в диапазоне преобразования первичных преобразователей термоэлектрического типа основан на передаче измерительного сигнала в комплекс измерительный магистрально-модульный МІС-140/48 для преобразования в цифровой код с последующей передачей на станцию сбора данных для отображения и регистрации;

- ИК напряжения постоянного тока основан на передаче электрического сигнала на модуль MR-114 в комплекс измерительный магистрально-модульный МІС-236 (МІС-036)

для преобразования в цифровой код с последующей передачей на станцию сбора данных для отображения и регистрации;

- ИК силы постоянного тока основан на передаче электрического сигнала на модуль MR-114C2 в МІС-236 для преобразования в цифровой код с последующей передачей на станцию сбора данных для отображения и регистрации;

- ИК частоты периодического сигнала основан на передаче измерительного сигнала через нормализатор сигнала ME-408B на модуль измерения частоты MR-452 в МІС-236 для преобразования в цифровой код с последующей передачей на станцию сбора данных для отображения и регистрации;

- ИК сопротивления постоянному току основан на передаче измерительного сигнала на модуль измерения электрического сопротивления постоянному току MR-227R3 в МІС-236 для преобразования в цифровой код с последующей передачей на станцию сбора данных для отображения и регистрации;

- ИК относительного напряжения тензорезистивного моста основан на передаче измерительного сигнала на модуль измерения относительного напряжения тензодатчиков MR-212 в МІС-236 для преобразования в цифровой код с последующей передачей на станцию сбора данных для отображения и регистрации.

Защита от несанкционированного доступа к компонентам системы обеспечивается:

- запирающим ключом замка на дверях стойки приборной (рисунок 3);
- запирающим ключом замка на дверях шкафа кроссировочного (рисунок 1);
- наклеиванием наклейки на дверь стойки приборной.

Общий вид составных частей средства измерений представлен на рисунках 1-8.

Заводской номер (№ 001) наносится в форме информационной таблички на шкаф кроссировочный ИВК (рисунок 2) в виде цифрового обозначения указан в формуляре МБДА.3032.0300.100 ФО.



Рисунок 1 – Шкаф кроссировочный ИВК.
Вид общий



Рисунок 2 – Шкаф кроссировочный ИВК.
Бирка

Место нанесения знаков
утверждения типа
и поверки

Место запирания



Рисунок 3 – Стойка приборная ИВК с комплексом измерительным магистрально-модульным МИС-236



Рисунок 4 – Стойка приборная ИВК. Бирка



Рисунок 5 – Шкаф коммутационный



Рисунок 6 – Шкаф коммутационный. Бирка



Рисунок 7 – Комплекс измерительный магистрально-модульный MIC-140/48



Рисунок 8 – Автоматизированное рабочее место оператора. Вид общий

Программное обеспечение

Включает общее и функциональное программное обеспечение (ПО).

В состав общего ПО входит операционная система Windows 10 «Pro» (64-разрядная). Функциональное программное обеспечение представлено программой управления комплексом MIC «Recorder».

В программе управления комплексом MIC «Recorder» метрологически значимой частью ПО является метрологический модуль scales.dll (таблица 1).

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077- 2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные функционального ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MIC «Recorder»
Метрологически значимая часть ПО	scales.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.8
Цифровой идентификатор ПО	24CBC163
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	CRC32 по IEEE 1059-1993

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИК ИВК приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИВК

№ п/п	Обозначение параметра	Название параметра	Диапазон измерения	Кол-во каналов	Предел допускаемой погрешности
ИК напряжения постоянного тока, соответствующего значениям температуры жидких и газообразных сред в диапазоне преобразования первичных преобразователей термоэлектрического типа					
1	$U_{T1} - U_{T48}$	Напряжение постоянного тока	от -2 до +55 мВ	48	$\gamma: \pm 0,2 \% \text{ от ВП}$
ИК напряжения постоянного тока					
2	$U_{D1} - U_{D16}$	Напряжение постоянного тока	от 0 до 10 В	16	$\gamma: \pm 0,06 \% \text{ от ВП}$
ИК силы постоянного тока					
3	$I_{D1} - I_{D64}$	Сила постоянного тока	от 4 до 20 мА	64	$\gamma: \pm 0,1 \% \text{ от ВП}$
ИК частоты периодического сигнала					
4	$N_{B1} - N_{B8}$	Частота	от 1 до 30000 Гц	8	$\delta: \pm 0,05 \% \text{ от ИЗ}$
ИК сопротивления постоянному току					
5	$R_{T1} - R_{T16}$	Сопротивление постоянного тока	от 0,1 до 200 Ом	16	$\gamma: \pm 0,1 \% \text{ от ВП}$
ИК относительного напряжения тензорезистивного моста					
6	$U_{O1} - U_{O2}$	Напряжение	от 0 до 2 мВ/В	2	$\gamma: \pm 0,08 \% \text{ от ВП}$
Примечания: 1 ВП – верхний предел измерения; 2 ИЗ – измеряемое значение; 3 γ – приведенная погрешность, %; 4 δ – относительная погрешность, %.					

Основные технические характеристики ИВК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИВК

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	220±10
- частота переменного тока, Гц	50±1
Потребляемая мощность, кВт, не более	6
Габаритные размеры составных частей средства измерений, мм, (ширина×высота×глубина), не более:	
- шкаф кроссировочный	1010×2160×440
- стойка приборная	600×2158×1070
- шкаф коммутационный	603×300×134
Масса составных частей средства измерений, кг, не более:	
- шкаф кроссировочный	180
- стойка приборная	320
- шкаф коммутационный	10
Рабочие условия эксплуатации:	
- температура воздуха, °С	от +15 до +40
- относительная влажность воздуха при температуре +25 °С, %, не более	90
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и на верхний левый угол стойки приборной в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт./экз.
1	2	3
Шкаф кроссировочный	БЛИЖ.408320.151.110	1
Стойка приборная	БЛИЖ.408310.004.245	1
Электродистанционная система управления	МРКД.3032.1700.000	1
Автоматизированное рабочее место оператора	МБДА.3032.0369.001	1
Автоматизированное рабочее место оператора	МБДА.3032.0369.002	1
Станция сбора данных	МБДА.3032.0369.003	1
Система определения метеоусловий	БЛИЖ.402490.021.078	1
Комплекс измерительный магистрально-модульный МИС-140/48	БЛИЖ.422212.140.003	1
Шкаф коммутационный	БЛИЖ.408320.136.199	1
Секция пультовая	БЛИЖ.413110.001.028	1
Секция пультовая	БЛИЖ.413110.001.029	1
Секция пультовая	БЛИЖ.413110.001.030	1
Комплект кабелей	БЛИЖ.402490.018.492	1
Комплект ТЗИС	БЛИЖ.402490.021.091	1
Комплект ЗИП	МБДА.3032.0358.100	1
Многофункциональное устройство	-	1
Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 1 «Описание и работа ИВК» руководства по эксплуатации МБДА.3032.0300.100 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока».

Правообладатель

Акционерное общество «Научно-производственный центр «МЕРА»
(АО «НПЦ «МЕРА»)
ИНН 5018085734
Юридический адрес: 141073, Московская обл., г. Королев, ул. Горького, д. 12, помещ. VIII, ком. 3
Телефон: (495)926-07-50
Факс: (495) 745-98-93
E-mail: common@nppmera.ru, info@nppmera.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-производственный центр «МЕРА»
(АО «НПЦ «МЕРА»)
ИНН 5018085734
Юридический адрес: 141073, Московская обл., г. Королев, ул. Горького, д. 12, помещ. VIII, ком. 3
Адрес места осуществления деятельности: 141002, Московская обл., Мытищинский р-н, г. Мытищи, ул. Колпакова, д. 2, к. 13
Телефон: (495)926-07-50
Факс: (495) 745-98-93
E-mail: common@nppmera.ru, info@nppmera.ru

Испытательный центр

Федеральное автономное учреждение «Центральный институт авиационного моторостроения имени П.И.Баранова» (ФАУ «ЦИАМ им. П.И.Баранова»)

Адрес: 111116, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 2

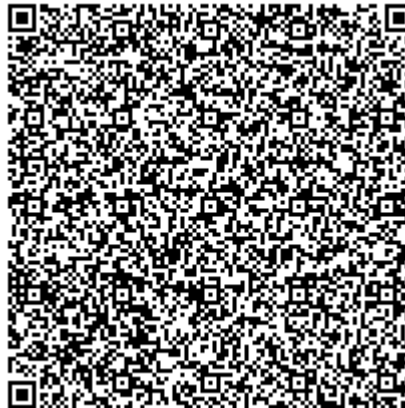
Телефон: (499) 763-61-67

Факс: (499) 763-61-10

Web-сайт: www.ciam.ru

E-mail: info@ciam.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30093-11.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93544-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-50

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-50 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема светлых нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их светлыми нефтепродуктами до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема, приведенному в градуировочной таблице.

Конструктивно резервуары представляют собой горизонтальные односекционные одностенные стальные цилиндрические сосуды наземного расположения с усеченно-коническими днищами.

К настоящему типу средств измерений относятся резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-50 с заводскими номерами 1, 2.

Резервуары расположены на территории ДЭС с. Алысардах, Верхоянский район, Республика Саха (Якутия).

Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящего из арабской цифры, нанесены на днища резервуаров аэрографическим способом.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на резервуары не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,25
Температура окружающего воздуха, °С	от -55 до +50

Таблица 2 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	50

Знак утверждения типа

наносится на паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-50	1
Паспорт	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Основные сведения об изделии» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»)

ИНН 1435117944

Юридический адрес: 678400, Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси, ул. Морская, д. 5, к. 1

Изготовитель

Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»)

ИНН 1435117944

Адрес: 678400, Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси, ул. Морская, д. 5, к. 1

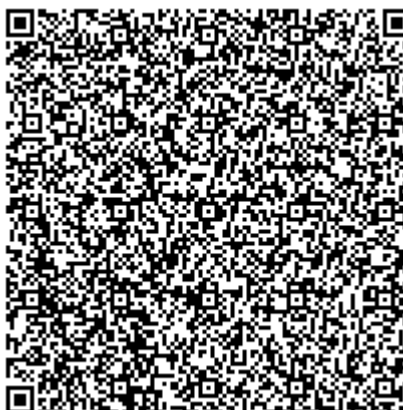
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I, ком. 28

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93545-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС (далее – резервуары) предназначены для измерений объема светлых нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их светлыми нефтепродуктами до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема, приведенному в градуировочной таблице.

Конструктивно резервуары представляют собой горизонтальные односекционные одностенные стальные цилиндрические сосуды наземного расположения с коническими днищами.

Резервуары изготовлены в модификациях, представленных в таблице 1, которые отличаются номинальной вместимостью.

Таблица 1 – Резервуары

Заводской номер	Модификация	Номинальная вместимость, м ³
1	РГС-60	60
13	РГС-50	50

Резервуары расположены на территории ДЭС с. Сайды, Верхоянский район, Республика Саха (Якутия).

Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесены на днища резервуаров аэрографическим способом.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на резервуары не предусмотрено.

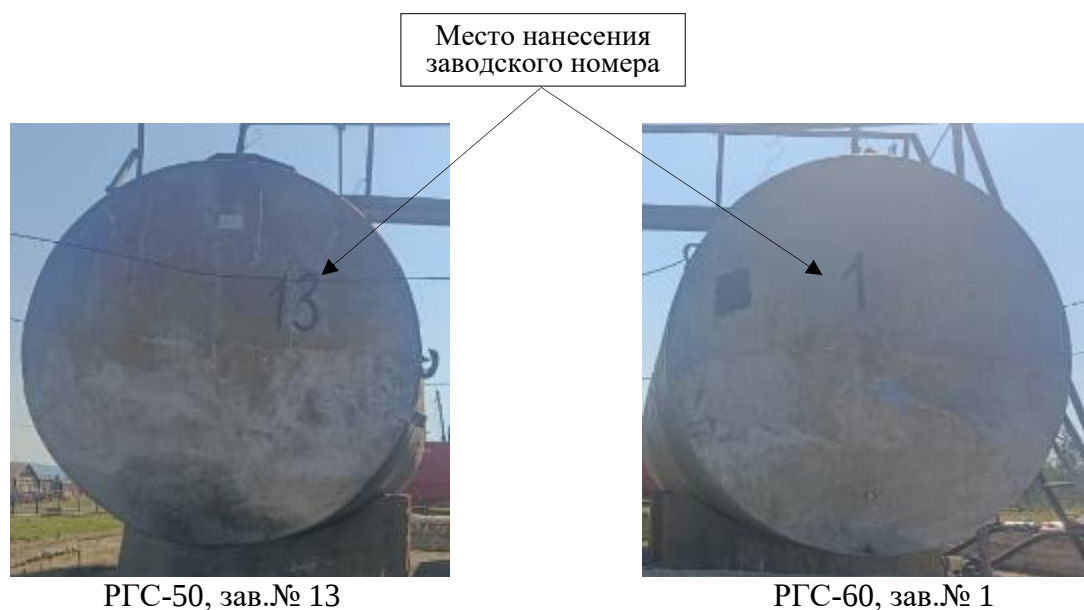


Рисунок 1 – Общий вид резервуаров

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	РГС-60	РГС-50
Номинальная вместимость, м ³	60	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,25	
Температура окружающего воздуха, °С	от -55 до +50	

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	50

Знак утверждения типа

наносится на паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС	1
Паспорт	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Основные сведения об изделии» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»)

ИНН 1435117944

Юридический адрес: 678400, Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси, ул. Морская, д. 5, к. 1

Изготовитель

Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»)

ИНН 1435117944

Адрес: 678400, Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси, ул. Морская, д. 5, к. 1

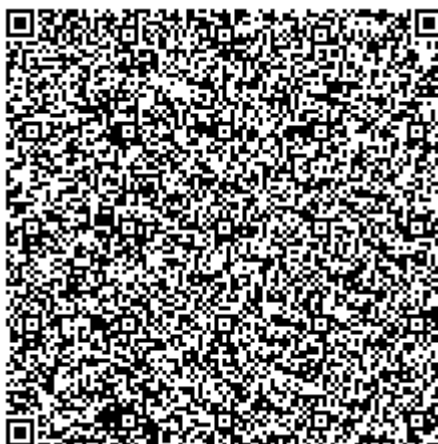
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I, ком. 28

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93546-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-50

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-50 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема светлых нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их светлыми нефтепродуктами до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема, приведенному в градуировочной таблице.

Конструктивно резервуары представляют собой горизонтальные односекционные одностенные стальные цилиндрические сосуды наземного расположения с усеченно-коническими днищами.

К настоящему типу средств измерений относятся резервуары горизонтальные стальные цилиндрические РГС-50 с заводскими номерами 1, 2.

Резервуары расположены на территории ДЭС с. Токума, Верхоянский район, Республика Саха (Якутия).

Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящего из арабской цифры, нанесены на днища резервуаров аэрографическим способом.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на резервуары не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,25
Температура окружающего воздуха, °С	от -55 до +50

Таблица 2 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	50

Знак утверждения типа

наносится на паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Резервуар горизонтальный стальной цилиндрический	РГС-50	1
Паспорт	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Основные сведения об изделии» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»)

ИНН 1435117944

Юридический адрес: 678400, Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси, ул. Морская, д. 5, к. 1

Изготовитель

Акционерное общество «Сахаэнерго» (АО «Сахаэнерго»)

ИНН 1435117944

Адрес: 678400, Республика Саха (Якутия), Булунский улус, п. Тикси, ул. Морская, д. 5, к. 1

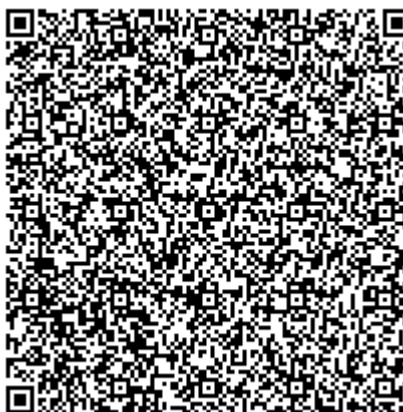
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I, ком. 28

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93547-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы жидкости КТА

Назначение средства измерений

Анализаторы жидкости КТА (далее - анализаторы) предназначены для измерений удельной электрической проводимости (УЭП), водородного показателя (рН), температуры, вычисления массовой концентрации растворённых солей (солесодержания) и твердых растворенных веществ (общего солесодержания (TDS)) в жидких средах.

Описание средства измерений

Принцип действия анализатора основан:

- при измерении УЭП: на измерении электрического сопротивления между электродами первичного преобразователя (кондуктометрического датчика), погруженного в анализируемую жидкую среду, и дальнейшем преобразовании измеренного значения в значение УЭП при текущей температуре или приведенное к температуре в диапазоне от плюс 5 °С до плюс 80 °С с использованием температурной компенсации;
- при измерении рН: на измерении электродвижущей силы электродной системы первичного преобразователя (комбинированного электрода) и преобразовании измеренного значения в значение рН на основании уравнения Нернста с применением температурной компенсации;
- при измерении температуры: на измерении электрического сопротивления чувствительного элемента первичного преобразователя (термодатчика) и его преобразовании в значение температуры.

Используя измеренное значение УЭП, анализатор автоматически производит расчет солесодержания по известной зависимости УЭП жидкой среды от массовой концентрации хлорида натрия с учётом температуры жидкости, а также преобразование УЭП в TDS в пересчете на условное содержание хлорида натрия или другого вещества (сульфата натрия, сульфата кальция, гидрокарбоната натрия).

Конструктивно анализатор представляет собой переносный автоматизированный прибор, состоящий из корпуса с дисплеем и сенсорной панелью управления и датчиков (кондуктометрического датчика с встроенным термодатчиком, электрода комбинированного, внешнего термодатчика), которые подключаются к корпусу анализатора через разъемы, расположенные на его задней панели. Анализаторы выпускаются в двух модификациях: кондуктометр КТА-1 и кондуктометр/рН-метр КТА-2.

Кондуктометр КТА-1 предназначен для измерений УЭП и температуры анализируемой жидкой среды, кондуктометр/рН-метр КТА-2 - для измерений УЭП, температуры и рН анализируемой жидкой среды. Обе модификации дают возможность вычислять по измеренным значениям УЭП солесодержание и TDS.

Для измерений УЭП и температуры анализируемой жидкой среды анализатор комплектуется датчиками ДК-2 или ДК-5.

В состав кондуктометра/pH-метра КТА-2 для измерений pH входит электрод комбинированный утвержденного типа. Для измерений температуры жидкой среды при измерении pH используется термодатчик ДТ-2.

Результаты измерений выводятся на дисплей на передней панели анализатора.

На задней панели анализатора нанесена методом лазерной печати информация, содержащая сведения об изготовителе, краткое обозначение модификации анализатора, знак утверждения типа, год изготовления и заводской номер. На датчиках ДК-2, ДК-5 и термодатчике ДТ-2 предусмотрено нанесение отдельного заводского номера. Формат заводского номера для анализатора и датчика – цифровой (в виде арабских цифр). На электроде комбинированном маркировка и заводской номер нанесены в соответствии с его описанием типа. Заводские номера датчиков и электрода комбинированного, входящих в состав анализатора, указываются в руководстве по эксплуатации анализатора.

Общий вид анализатора представлен на рисунке 1, место нанесения заводского номера - на рисунке 2.

Общий вид датчиков ДК-2, ДК-5 и термодатчика ДТ-2 представлены на рисунках 3-4.

Предусмотрена пломбировка анализатора на задней панели с помощью наклейки (рисунок 2). Нанесение знака поверки на анализатор не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид анализатора жидкости КТА модификаций кондуктометр КТА-1 и кондуктометр/pH-метр КТА-2



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера и схема пломбировки



Рисунок 3 – Общий вид датчиков ДК-2 и ДК-5



Рисунок 4 – Общий вид термодатчика ДТ-2

Программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение (далее – ПО), специально разработанное производителем для анализатора, обеспечивает обработку, преобразование и вывод измерительной информации на жидкокристаллический дисплей.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Кондуктометр КТА-1	Кондуктометр/ рН-метр КТА-2
Идентификационное наименование ПО	КТА-1	КТА-2
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	2.1.0	2.1.0

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Кондуктометр КТА-1	Кондуктометр/ рН-метр КТА-2
Диапазон измерений УЭП, мкСм/см - с датчиком ДК-2 - с датчиком ДК-5	от 0,01 до 1000 от 10 до 100000	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений УЭП, мкСм/см - с датчиком ДК-2 - с датчиком ДК-5	$\pm(0,003+0,015 \cdot \chi)^{1)}$ $\pm(0,05+0,025 \cdot \chi)^{1)}$	
Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до +80	

Наименование характеристики	Значение	
	Кондуктометр КТА-1	Кондуктометр/ рН-метр КТА-2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,3	
Диапазон измерений водородного показателя, рН	-	от 0 до 14 ²⁾
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений водородного показателя, рН	-	±0,05
¹⁾ χ - измеренное значение УЭП, мкСм/см ²⁾ Диапазон согласовывается при заказе в зависимости от типа электрода. Тип электрода и его диапазон водородного показателя указываются в руководстве по эксплуатации		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний солесодержания (массовой концентрации растворенных солей в пересчете на хлористый натрий), мг/дм ³ - с датчиком ДК-2 - с датчиком ДК-5	от 0,01 до 500 от 4 до 50000
Диапазон показаний массовой концентрации общего солесодержания (TDS), мг/дм ³ - с датчиком ДК-2 - с датчиком ДК-5	от 0,01 до 500 от 4 до 50000
Потребляемая мощность, В·А, не более: - в автономном режиме работы - в режиме заряда аккумулятора	1 3
Габаритные размеры, мм, не более: - высота - ширина - длина	53 75 163
Масса, г, не более	300
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность при +25 °С, % - атмосферное давление, кПа	от +10 до +35 до 80 от 84,0 до 106,7

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	5
Средняя наработка до отказа, ч	5000

Знак утверждения типа

наносится на переднюю и заднюю панели анализатора методом лазерной печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность модификации Кондуктометр КТА-1

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор жидкости КТА	Кондуктометр КТА-1	1 шт.
Датчик ¹⁾	ДК-2; ДК-5	1 шт.
Зарядное устройство с USB разъёмом	-	1 шт.
Кабель соединительный USB-C	-	1 шт.
Кабель для подключения к магазину сопротивления ²⁾	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт датчика ¹⁾	-	1 экз.
¹⁾ Количество и тип датчика согласовывается при заказе		
²⁾ При заказе датчика ДК-2		

Таблица 6 – Комплектность модификации Кондуктометр/рН-метр КТА-2

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор жидкости КТА	Кондуктометр/рН-метр КТА-2	1 шт.
Датчик ¹⁾	ДК-2; ДК-5	1 шт.
Электрод комбинированный ²⁾	-	1 шт.
Термодатчик	ДТ-2	1 шт.
Зарядное устройство с USB разъёмом	-	1 шт.
Кабель соединительный USB-C	-	1 шт.
Кабель для подключения к магазину сопротивления ³⁾	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт датчика ¹⁾	-	1 экз.
Паспорт термодатчика	-	1 экз.
¹⁾ Количество и тип датчика согласовывается при заказе		
²⁾ Тип электрода согласовывается при заказе		
³⁾ При заказе датчика ДК-2		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах:

- «Анализатор жидкости КТА. Кондуктометр КТА-1. Руководство по эксплуатации», п. 1.4 «Устройство и принцип работы»;
- «Анализатор жидкости КТА. Кондуктометр/рН-метр КТА-2. Руководство по эксплуатации», п. 1.4 «Устройство и принцип работы».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2771 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений удельной электрической проводимости жидкостей»;

Приказ Росстандарта от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Приказ Росстандарта от 9 февраля 2022 г. № 324 «Об утверждении Государственной

поверочной схемы для средств измерений показателя pH активности ионов водорода в водных растворах»;

ТУ 4215–035–59681863–2023 «Анализаторы жидкости КТА. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Томьяналит» (ООО «НПП «Томьяналит»)

ИНН 7017064012

Юридический адрес: 634021, Томская обл., г. Томск, ул. Елизаровых, д. 97/9, оф. 31

Телефон: +7(3822) 902-912

E-mail: ta@tomanalyt.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Томьяналит» (ООО «НПП «Томьяналит»)

ИНН 7017064012

Адрес: 634021, Томская обл., г. Томск, ул. Елизаровых, д. 97/9, оф. 31

Телефон: +7(3822) 902-912

E-mail: ta@tomanalyt.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

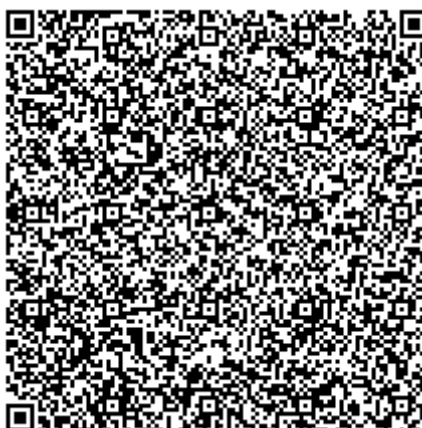
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер.г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495)437-55-77, факс: +7 (495)437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93548-24

Лист № 1
Всего листов 21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии многофункциональные СЕ

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии многофункциональные СЕ (далее по тексту – счетчики) предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии, параметров силы тока, напряжения, активной и реактивной мощности, частоты сети, угла сдвига фаз (для трехфазного исполнения), коэффициентов мощности, организации многотарифного учета электроэнергии, и контроля качества электроэнергии.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на измерении мгновенных значений входных сигналов тока и напряжения аналого-цифровым преобразователем, с последующим вычислением среднеквадратических значений токов и напряжений, активной, реактивной мощности и энергии, углов сдвига фазы, коэффициента мощности и частоты.

Счетчики могут использоваться автономно, или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ (АСКУЭ).

Счетчики имеют в своем составе микроконтроллер, АЦП, датчики тока и напряжения, энергонезависимую память данных и встроенные часы реального времени.

Счетчики оснащены, в зависимости от исполнения:

- оптическим интерфейсом в соответствии с ГОСТ ИЕС 61107-2011;
- датчиком магнитного поля;
- детектором ВЧ электромагнитного поля;
- ЖКИ (за исключением сплит-счетчиков);
- подсветкой ЖКИ (при наличии ЖКИ);
- кнопками управления (за исключением сплит-счетчиков);
- возможностью подключения сменного модуля связи;
- электронной пломбой отсека сменного модуля связи;
- электронной пломбой кожуха счетчика;
- электронной пломбой крышки зажимов;
- реле управления нагрузкой (для счетчиков непосредственного включения);
- блокиратором реле управления нагрузкой (для счетчиков непосредственного включения);
- индикатором функционирования счетчика (сеть);
- оптические испытательные выходы;
- электрические испытательные выходы (телеметрия);
- реле управления нагрузкой (для счетчиков непосредственного включения);

- одним или двумя отсеками для установки сменной батареи;
- встроенным литиевым элементом.

Опционально счетчик может быть оснащен одним или несколькими дополнительными встроенными интерфейсами связи согласно таблице 1, а также иметь одну или несколько дополнительных функций согласно таблице 2.

Счетчики могут вести измерения активной электроэнергии в диапазонах сдвига фаз между напряжением и током следующим образом:

$\varphi = \text{от } 90^\circ \text{ до } 0^\circ$	1 квадрант (A1)	$\cos \varphi = \text{от } 0 \text{ до } 1$	(инд.)
$\varphi = \text{от } 180^\circ \text{ до } 90^\circ$	2 квадрант (A2)	$\cos \varphi = \text{от } -1 \text{ до } 0$	(емк.)
$\varphi = \text{от } 270^\circ \text{ до } 180^\circ$	3 квадрант (A3)	$\cos \varphi = \text{от } 0 \text{ до } -1$	(инд.)
$\varphi = \text{от } 0^\circ \text{ до } -90^\circ$	4 квадрант (A4)	$\cos \varphi = \text{от } 1 \text{ до } 0$	(емк.)

Примечание: A1, A2, A3, A4 – условные наименования активной составляющей вектора полной энергии первого, второго, третьего и четвертого квадрантов соответственно.

Счетчики могут вести измерения реактивной электроэнергии в диапазонах сдвига фаз между напряжением и током следующим образом:

$\varphi = \text{от } 0^\circ \text{ до } 90^\circ$	1 квадрант (R1)	$\sin \varphi = \text{от } 0 \text{ до } 1$	(инд.)
$\varphi = \text{от } 90^\circ \text{ до } 180^\circ$	2 квадрант (R2)	$\sin \varphi = \text{от } 1 \text{ до } 0$	(емк.)
$\varphi = \text{от } 180^\circ \text{ до } 270^\circ$	3 квадрант (R3)	$\sin \varphi = \text{от } 0 \text{ до } -1$	(инд.)
$\varphi = \text{от } 270^\circ \text{ до } 0^\circ$	4 квадрант (R4)	$\sin \varphi = \text{от } 1 \text{ до } 0$	(емк.)

Примечание: R1, R2, R3, R4 – условные наименования реактивной составляющей вектора полной энергии первого, второго, третьего и четвертого квадрантов соответственно.

В счетчиках предусмотрены два настраиваемых канала учета активной энергии с условными наименованиями:

- «A+» - прямое направление, расход, потребление, импорт.
- «A-» - обратное направление, приход, отдача, экспорт.

В зависимости от настройки, накопление активной энергии выполняется по следующим алгоритмам:

1. «Двухнаправленный учет»
 $A+ = A1 + A4$
 $A- = A2 + A3$
2. «Однонаправленный учет» (накопление по модулю)
 $A+ = A1 + A2 + A3 + A4$
 $A- = 0$

Счетчик в зависимости от исполнения измеряет следующие параметры:

- активная электроэнергия в двух направлениях (приём, отдача);
- реактивная электроэнергия в двух направлениях (положительная, отрицательная);
- напряжение фазное;
- напряжение линейное (для трехфазных счетчиков);
- ток (для каждой фазы);
- ток в нулевом проводе (при наличии датчика тока в нейтральном канале);
- частота сети;
- активная, реактивная и полная мощность (для каждой фазы и суммарная величина);
- коэффициент активной мощности ($\cos \varphi$);
- соотношение реактивной и активной мощности ($\tan \varphi$);
- небаланс токов в фазных и нулевом канале (при наличии датчика тока в нейтральном канале).

В зависимости от исполнения, счетчик измеряет и контролирует следующие показатели качества электроэнергии (далее - ПКЭ) в соответствии с классом «S» характеристик процесса измерений по ГОСТ 30804.4.30-2013:

- положительное и отрицательное отклонение напряжения в точке измерения электрической энергии;

- отклонение частоты, диапазон измерения частоты от 47,5 до 52,5 Гц;

- перенапряжения;

- провалы напряжения;

- прерывания напряжения;

- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности.

Счетчик фиксирует нарушения следующих контролируемых ПКЭ за настраиваемый интервал времени:

- события нарушения параметра отклонения напряжения;

- события нарушения параметра отклонения частоты;

- события нарушения параметра коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;

- события перенапряжения: фаза(ы), дата/время начала и окончания перенапряжения, длительность перенапряжения и максимальное значение напряжения при перенапряжении;

- события провала напряжения: фаза(ы), дата/время начала и окончания провала напряжения, длительность провала напряжения и минимальное значение напряжения при провале напряжения;

- события прерывания напряжения: дата/время начала и окончания прерывания напряжения, длительность прерывания напряжения.

Счетчик фиксирует нарушения следующих контролируемых ПКЭ за расчетный период:

- суммарную продолжительность положительного и отрицательного отклонения напряжения в точке измерения электрической энергии.

Счетчик фиксирует нарушения следующих индивидуальных ПКЭ за расчетный период:

- суммарную продолжительность времени превышения положительного и отрицательного отклонения уровня напряжения в точке измерения электрической энергии;

- количество фактов положительного отклонения напряжения в точке измерения электрической энергии.

Счетчик обеспечивает разграничение доступа и регистрации событий информационной безопасности.

Счетчик обеспечивает формирование профиля принятой и отданной активной и реактивной энергии (мощности) с программируемым интервалом времени интегрирования в диапазоне от 1 до 60 мин (из ряда 1, 5, 15, 30, 60 минут, в зависимости от исполнения ряд может быть расширен) и периодом хранения не менее 90 суток (при времени интегрирования 30 минут). Счетчик должен обеспечивать глубину хранения профиля для 60-ти минутных интервалов времени не менее 180 суток.

Счетчик обеспечивает формирование профиля значений активной и реактивной электрической энергии (прием, отдача) нарастающим итогом суммарно и отдельно по тарифам, фиксированных на начало каждого суток с циклической перезаписью, глубина хранения не менее 123 суток.

Счетчик обеспечивает формирование профиля значений активной и реактивной электроэнергии (приём, отдача) нарастающим итогом, а также запрограммированных параметров на начало текущего расчетного периода.

Счетчики ведут измерение и учет времени и даты с возможностью задания

автоматического перехода на летнее/зимнее время.

Счетчики ведут измерение и учет потребленной или потребленной и отпущенной активной и реактивной ($R+$ и $R-$) электрической энергии суммарно и по тарифам, указанным в активных тарифных программах в соответствии с сезонными недельными расписаниями и суточными программами смены тарифных зон (тарифными программами). Сезонное недельное расписание может предусматривать различные суточные тарифные программы для различных дней недели. В счетчике также предусматривается назначение тарифных программ для исключительных (особых) дней, а также, в зависимости от исполнения, назначение тарифов или тарифных программ по заданным событиям.

Счетчики в зависимости от исполнения обеспечивают учет, фиксацию и хранение, измерение, индикацию на жидкокристаллическом индикаторе и выдачу по интерфейсам:

- количества только потребленной или потребленной и отпущенной активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по тарифам;
- количества только потребленной или потребленной и отпущенной активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом суммарно по каждой фазе.

Счетчики обеспечивают фиксацию в журналах с сохранением даты и времени следующих событий: корректировок времени, изменений настроек счетчика, фактов вскрытий клеммой крышки и корпуса, результатов самодиагностики, отклонений параметров сети и отклонений показателей качества электроэнергии, индивидуальных параметров электроснабжения.

Для обмена информацией по оптическому интерфейсам, в зависимости от исполнения счетчика, могут использоваться протоколы DLP, SMP, Mod-BUS, а также протоколы соответствующие стандартам: IEC 62056 (DLMS/COSEM) (спецификация СПОДЭС, IDIS, CAS), МЭК 60870-5-104-2004, МЭК 61850, ПИРС.

Счётчик в зависимости от исполнения обеспечивает ведение журналов событий с общим количеством записей не менее 500 записей.

Внешний вид счетчиков приведен на рисунках 2 – 7, с приведением мест пломбирования поверителя (ПП), мест пломбирования электроснабжающей организации (ЭО), мест нанесения знака утверждения типа, мест нанесения заводского номера счетчика.

Заводской номер наносится на корпус счетчиков лазерной гравировкой в виде цифрового кода.

Знак поверки наносится на пломбу в виде оттиска знака поверки навешиваемую или устанавливаемую в местах, указанных на рисунках 2 – 7, а также в паспорта.

Структура условного обозначения приведена на рисунке 1.

CE	X	XX	XXX	.	X	X	X	.	X	.	XXX	.	XXX	XXX	XXX
Обозначение дополнительных особенностей, не относящихся к метрологическим характеристикам. (обозначение согласно руководству по эксплуатации).															
Дополнительные функции в соответствии с таблицей															
Установленные интерфейсы связи в соответствии с таблицей 1.															
Количество измерительных элементов (для 3 эл. трехфазного – не указывается).															
Код диапазона токов Номинальный/базовый (максимальный): 3 – 5 (10) А; 6 – 5 (100) А; 9 – 5 (80) А.															
Код номинального напряжения: 0 – 57,7В и 3×57,7/100; 4 – 230В и 3×230/400.															
Код класса точности по активной/реактивной энергии: 4 – 0,2S/0,5; 5 – 0,5S/0,5; 6 – 0,5S/1,0; 7 – 1,0/1,0; 8 – 1,0/2,0.															
Тип и номер корпуса: S10 – для однофазного счетчика для крепления на 3 точки (на стену); C10 – для однофазного счетчика для сплит счетчиков; R10 – для однофазного счетчика для крепления на DIN-рейку; S30 – для трехфазного счетчика для крепления на 3 точки (на стену); C30 – для трехфазного счетчика для сплит счетчиков;															
10 - Номер модели.															
Количество фаз: 2 - Однофазный счетчик; 3 - Трехфазный счетчик.															

Рисунок 1 – Структура условного обозначения счетчика

Таблица 1 – Обозначение установленных интерфейсов связи

Обозначение	Интерфейс связи
A	RS485
Bx	Bluetooth (BLE), где x – вариант антенны (нет символа – встроенная, 1 - внешняя, 2 - встроенная и внешняя)
C	Картоприемник
E	Ethernet
F	FLASH карта
Gx	GSM, где x – вариант антенны (нет символа – встроенная, 1 - внешняя, 2 - встроенная и внешняя)
K	Клавиатура
Lx	LoRa, где x – вариант антенны (нет символа – встроенная, 1 - внешняя, 2 - встроенная и внешняя)
M	MBUS
N	NFC
P	PLC
Rx	Радиоинтерфейс, где x – вариант антенны (нет символа – встроенная, 1 - внешняя, 2 - встроенная и внешняя)
U	USB
Wx	Wi-Fi, где x – вариант антенны (нет символа – встроенная, 1 - внешняя, 2 - встроенная и внешняя)
Zx	ZigBee, где x – вариант антенны (нет символа – встроенная, 1 - внешняя, 2 - встроенная и внешняя)

Таблица 2 – Обозначение дополнительных функций

Обозначение	Дополнительные функции
D	Отсутствие в комплекте поставки выносного дисплея для СПЛИТ исполнений
S	Наличие дискретных выходов (реле сигнализации)
T	Наличие дискретных импульсных входов с низким напряжением 24В постоянного тока
I	Наличие дискретных входов с высоким напряжением 230В переменного тока



Рисунок 2 – Внешний вид счетчика в корпусе C10



Рисунок 3 – Внешний вид счетчика в корпусе C30

Место пломбирования отсека сменного модуля
- поверителем при выпуске из производства
- организацией осуществляющей обслуживание

Место нанесения
знака утверждения типа

Место нанесения заводского номера

Место пломбирования поверителем
(под клеммной крышкой)

Место пломбирования
электроснабжающей
организацией



Рисунок 4 – Внешний вид счетчика в корпусе S10

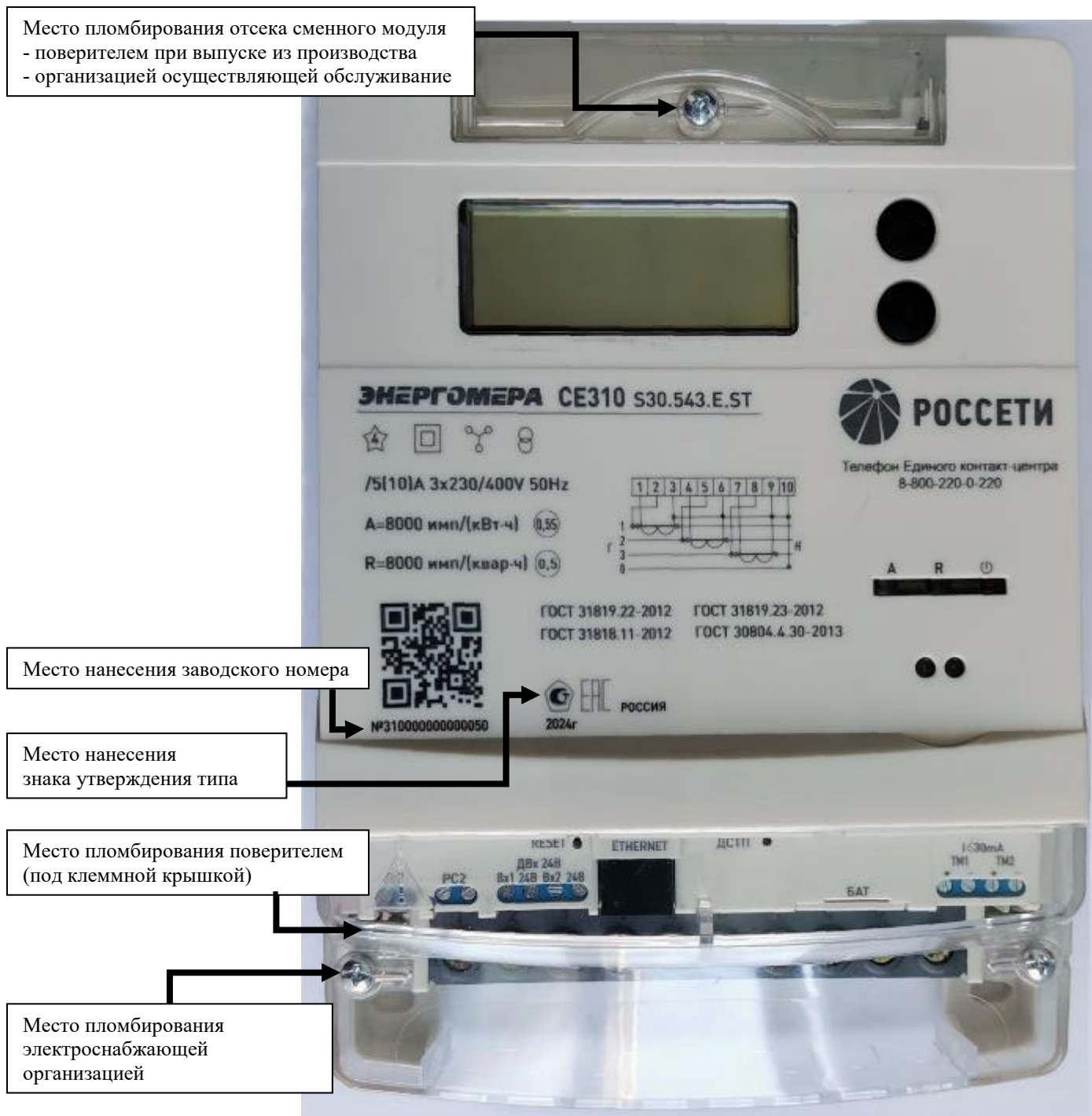


Рисунок 5 – Внешний вид счетчика в корпусе S30

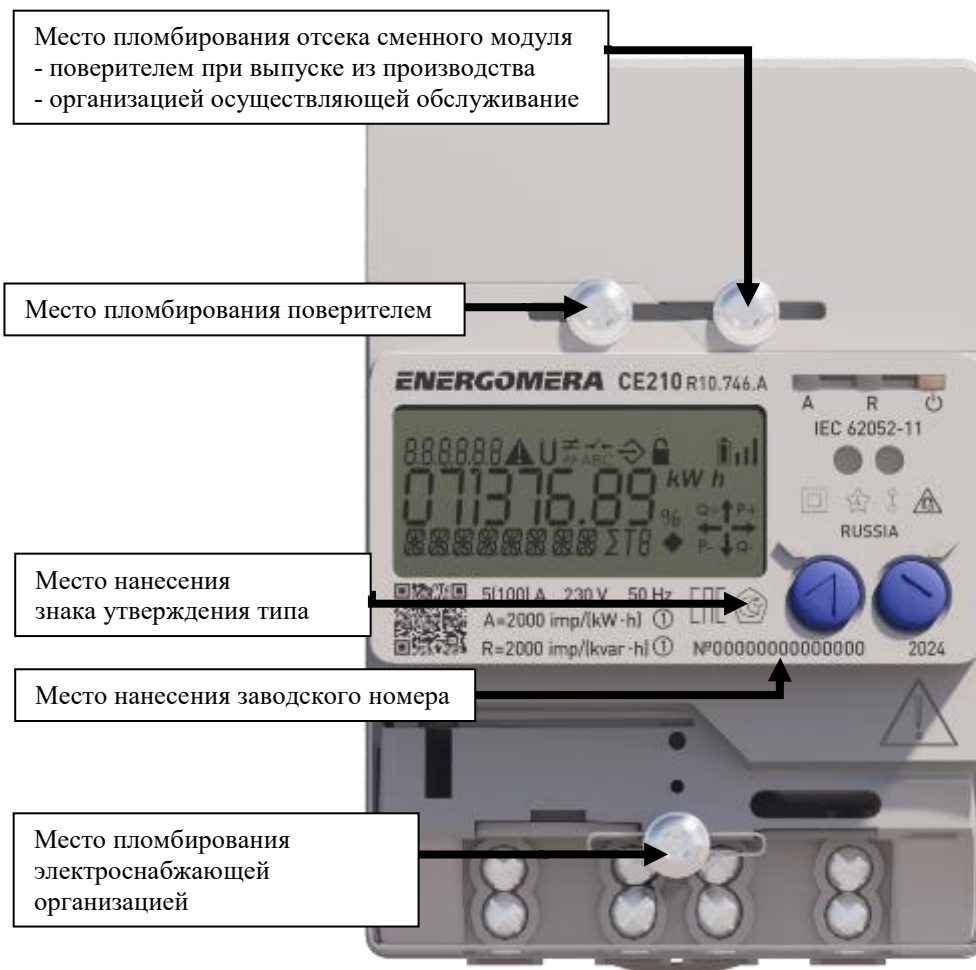


Рисунок 6 – Внешний вид счетчика в корпусе R10

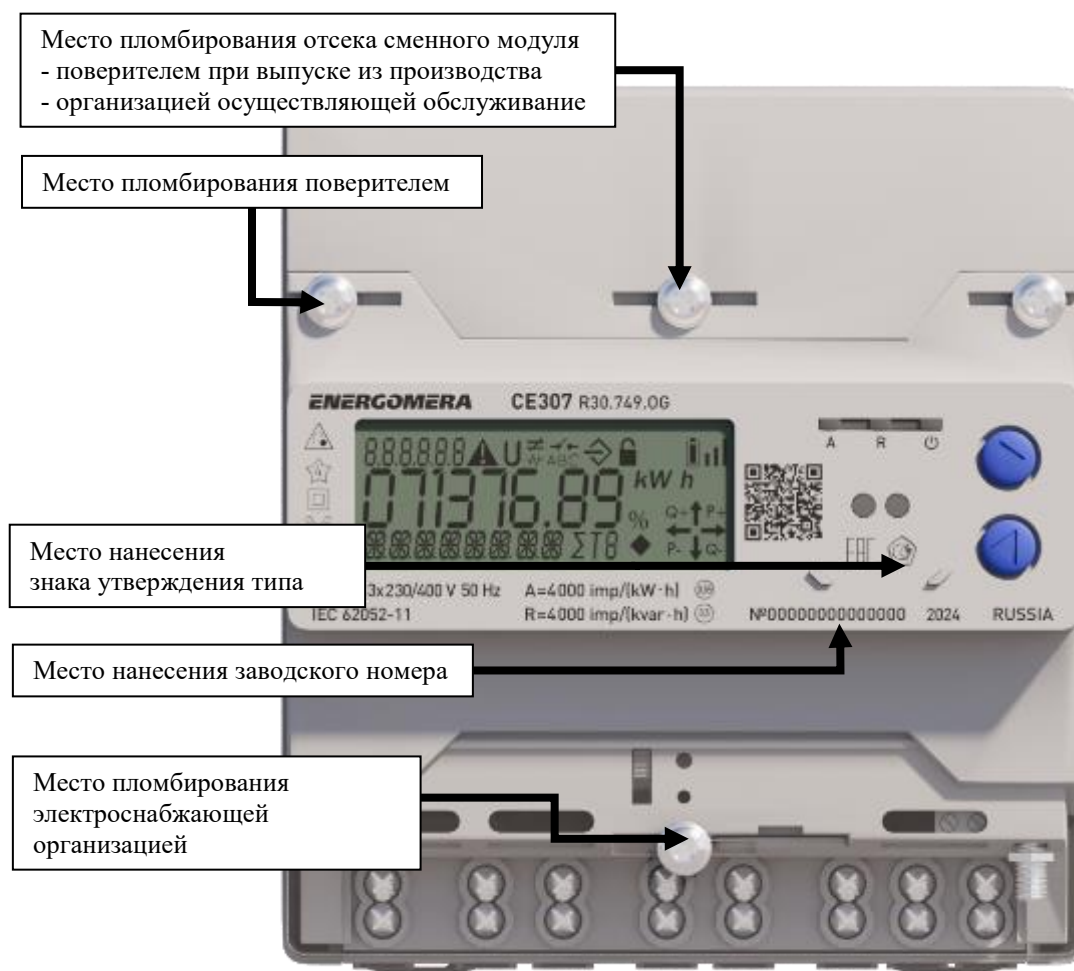


Рисунок 7 – Внешний вид счетчика в корпусе R30

Сведения о программном обеспечении

Идентификационные данные программного обеспечения счетчиков электрической энергии многофункциональных СЕ, в зависимости от количества фаз счетчика, указаны в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения для однофазных счётчиков СЕ

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
2100_1.hex	2100	1	51373DF6	CRC32
2101_1.hex	2101	1	733AD128	CRC32
2102_1.hex	2102	1	705CCBAB	CRC32
2103_1.hex	2103	1	F194E61A	CRC32
2104_1.hex	2104	1	44FFD4C5	CRC32
2105_1.hex	2105	1	31924A8C	CRC32
2106_1.hex	2106	1	142F5600	CRC32
2107_1.hex	2107	1	6026F3A0	CRC32

Таблица 4 – Идентификационные данные программного обеспечения для трёхфазных счётчиков СЕ

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
3100_1.hex	3100	1	413B6708	CRC32
3101_1.hex	3101	1	6CAE68FE	CRC32
3102_1.hex	3102	1	AE903517	CRC32
3103_1.hex	3103	1	79124399	CRC32
3104_1.hex	3104	1	0708A0D5	CRC32
3105_1.hex	3105	1	DC522AA9	CRC32
3106_1.hex	3106	1	85D937E8	CRC32
3107_1.hex	3107	1	3B1E2D8D	CRC32

По своей структуре ПО счетчика разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части, имеет контрольную сумму метрологически значимой части и записывается в устройство на стадии его производства. Влияние программного продукта на точность показаний счетчиков находится в границах, обеспечивающих метрологические характеристики, указанные в разделе 5. Диапазон представления,

длительность хранения и дискретность результатов измерений соответствуют нормированной точности счетчика.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – средний в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики счетчика указаны в таблицах 5 - 13.

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности* по активной / реактивной энергии	0,2S/0,5; 0,5S/0,5; 0,5S/1,0; 1,0/1,0; 1,0/2,0
Номинальное U_N напряжение, В	57,7 и 230 3×57,7/100 и 3×230/400
Номинальный I_N или базовый I_B ток (максимальный ток $I_{\text{МАКС}}$), в зависимости от кода диапазонов тока из структуры условного обозначения, А для счетчиков трансформаторного включения для счетчиков непосредственного включения	5 (10) 5 (80) или 5 (100)
Номинальная частота, Гц	50
Диапазон входных сигналов - сила тока для счетчиков класса 1 по активной энергии, А - для счетчиков непосредственного включения - для счетчиков трансформаторного включения - сила тока для счетчиков класса 0,2S и 0,5S по активной энергии, А - сила тока для счетчиков класса 0,5, 1 и 2 по реактивной энергии, А - для счетчиков непосредственного включения - для счетчиков трансформаторного включения - напряжение в зависимости от номинального напряжения U_N счетчика, В: для трехфазных счетчиков: - для номинального напряжения 3×57,7/100 - для номинального напряжения 3×230/400 для однофазных счетчиков: - для номинального напряжения 230 В	от 0,05 I_B до $I_{\text{МАКС}}$ от 0,02 I_N до $I_{\text{МАКС}}$ от 0,01 $I_B(I_N)$ до $I_{\text{МАКС}}$ от 0,05 I_B до $I_{\text{МАКС}}$ от 0,02 I_N до $I_{\text{МАКС}}$ от 0,75· U_N до 1,20· U_N от 0,60· U_N до 1,20· U_N от 0,75· U_N до 1,20· U_N

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Диапазон входных сигналов - для коэффициента активной мощности - для коэффициента реактивной мощности - для частоты сети, Гц	от 0,8(емк) до 1,0 до 0,5(инд) от 0,25(емк) до 1,0 до 0,25(инд) от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной погрешности при измерении напряжения δU , %	$\pm 0,5$
Пределы допускаемых значений абсолютной погрешности при измерении частоты δF , Гц	$\pm 0,05$
Пределы допускаемых значений абсолютной погрешности при измерении коэффициента мощности $\delta \phi$	$\pm 0,05$
Нормальные условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °C влажность окружающего воздуха, %	от +18 до +28 от 30 до 80
Диапазон рабочих температур окружающего воздуха счетчика в зависимости от корпуса, °C S10, C10, S30, C30 R10, R30	от -50 до +70 от -40 до +70
Диапазон температуры транспортирования и хранения, °C	от -50 до +70
Диапазон значений постоянной счетчика, имп./($\text{кВт} \cdot \text{ч}$) (имп./($\text{квар} \cdot \text{ч}$))	от 350 до 8000
Пределы основной абсолютной погрешности часов при нормальной температуре, с/сутки	$\pm 0,5$
Пределы основной абсолютной погрешности часов во всем рабочем температурном диапазоне с/сутки, при питании от сети	± 5
при питании от батареи (встроенного литиевого элемента)	± 5
Примечание: * - в зависимости от класса точности метрологические характеристики счетчика соответствуют ГОСТам ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012 и ГОСТ 31819.23-2012. Метрологические характеристики для счетчиков класса 0,5 по реактивной энергии приведены в таблицах 6 – 11. Пределы погрешности для счетчиков класса 0,5 по реактивной энергии не указанные в таблицах 6 – 11 соответствуют 50% от значений для счетчиков класса 1,0 по ГОСТ 31819.23-2012.	

Таблица 6 – Стартовый ток (чувствительность)

Тип включения счетчика	Класс точности счетчика по активной/реактивной энергии		
	0,2S/0,5; 0,5S/0,5	0,5S/1	1/1; 1/2
непосредственное	—	$0,002 \cdot I_B$	$0,004 \cdot I_B$
через трансформаторы тока	$0,001 \cdot I_H$	$0,001 \cdot I_H$	$0,002 \cdot I_H$

Таблица 7 – Пределы допускаемых значений основной погрешности при измерении реактивной энергии и реактивной мощности при симметричной нагрузке

Значение тока для счетчиков включаемых через трансформатор	$\sin \varphi$ (при индуктивной и емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной погрешности, %, для счетчиков класса точности 0,5 по реактивной энергии
$0,02 I_H \leq I < 0,05 I_H$	1,0	$\pm 0,75$
$0,05 I_H \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$		$\pm 0,5$
$0,05 I_H \leq I < 0,10 I_H$	0,5	$\pm 0,75$
$0,10 I_H \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$		$\pm 0,5$
$0,10 I_H \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	0,25	$\pm 0,75$

Таблица 8 – Пределы допускаемых значений основной погрешности при измерении реактивной энергии и реактивной мощности при однофазной нагрузке и симметрии многофазных напряжений

Значение тока для счетчиков включаемых через трансформатор	$\sin \varphi$ (при индуктивной и емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной погрешности, %, для счетчиков класса точности 0,5 по реактивной энергии
$0,05 I_H \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	1,0	$\pm 0,75$
$0,10 I_H \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	0,5	

Таблица 9 – Пределы погрешности, вызываемые другими влияющими величинами для счетчиков класса 0,5 по реактивной энергии

Влияющая величина	Значение тока для счетчиков включаемых через трансформатор	$\sin \varphi$ (при индуктивной и емкостной нагрузке)	Пределы дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии для счетчика класса 0,5 по реактивной энергии
Изменение напряжения электропитания	$0,02 I_H \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	1,0	$\pm 0,35$
	$0,05 I_H \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	0,5	$\pm 0,5$
Изменение частоты электропитания от 47,5 Гц до 52,5 Гц	$0,02 I_H \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	1,0	$\pm 0,75$
	$0,05 I_H \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	0,5	$\pm 0,75$
Постоянная магнитная индукция внешнего происхождения	I_H	1,0	$\pm 1,0$
Магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл	I_H	1,0	$\pm 1,0$
Радиочастотные электромагнитные поля	I_H	1,0	$\pm 1,0$

Продолжение таблицы 9

Влияющая величина	Значение тока для счетчиков включаемых через трансформатор	$\sin \varphi$ (при индуктивной и емкостной нагрузке)	Пределы дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии для счетчика класса 0,5 по реактивной энергии
Функционирование вспомогательных частей	$0,05 I_N$	1,0	$\pm 0,25$
Кондуктивные помехи наводимые радиочастотными полями	I_N	1,0	$\pm 1,0$
Наносекундные импульсные помехи	I_N	1,0	$\pm 2,0$
Устойчивость к колебательным затухающим помехам	I_N	1,0	$\pm 1,0$

Таблица 10 – Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений силы тока

Значение тока для счетчиков		Пределы допускаемой основной погрешности при измерении тока δ , %, для счетчиков класса точности по активной/реактивной энергии	
с непосредственным включением	включаемых через трансформатор	0,2S/0,5; 0,5S/0,5; 0,5S/1	1/1; 1/2
$0,05 I_B \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$0,05 I_N \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$

Таблица 11 – Средний температурный коэффициент при измерении токов и напряжений

Значение тока для счетчиков		Средний температурный коэффициент при измерении токов, %/К, для счетчиков класса точности по активной/реактивной энергии	
с непосредственным включением	включаемых через трансформатор	0,2S/0,5; 0,5S/0,5; 0,5S/1	1/1; 1/2
$0,05 I_B \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$0,05 I_N \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$\pm 0,03$	$\pm 0,05$
Значение напряжения		Средний температурный коэффициент при измерении напряжений, %/К	
В соответствии с диапазоном входных сигналов по напряжению по таблице 5		$\pm 0,03$	$\pm 0,05$

Таблица 12 – Пределы допускаемой погрешности при измерении показателей качества электроэнергии в соответствии с классом «S» по ГОСТ 30804.4.30-2013

Наименование характеристики	Диапазон измерений (показаний)	Пределы допускаемых основных погрешностей измерений
Отрицательное отклонение напряжения электропитания $\delta U_{(-)}$, % *** Для трехфазных счетчиков - для исполнений 3×57,7/100 В - для исполнений 3×230/400 В Для однофазных счетчиков	от 0 до 25 от 0 до 40 от 0 до 25	$\pm 0,5^*$
Положительное отклонение напряжения электропитания $\delta U_{(+)}$, % ***	от 0 до 20	$\pm 0,5^*$
Глубина провала напряжения, % Для трехфазных счетчиков - для исполнений 3×57,7/100 В - для исполнений 3×230/400 В Для однофазных счетчиков	от 0 до 25 от 0 до 40 от 0 до 25	$\pm 0,5^*$
Максимальное значение напряжения при перенапряжении, В	от 0 до $1,2 \cdot U_N$	$\pm 0,5^*$
Отклонение частоты Δf , Гц***	от -2,5 до +2,5	$\pm 0,05^{**}$
Примечание: * - пределы допускаемых основных погрешностей при измерении параметров качества электроэнергии, нормированы исходя из пределов допускаемой основной погрешности при измерении напряжения; ** - пределы допускаемой основной погрешности при измерении отклонения частоты, нормированы исходя из пределов допускаемых значений абсолютной погрешности при измерении частоты напряжения сети; *** - параметры, для которых выполняется оценка соответствия нормам по ГОСТ 32144-2013.		

Таблица 13 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Потребляемая активная мощность по цепи напряжения без учета потребления устройств связи, Вт, не более	2
Потребляемая полная мощность по каждой цепи тока при базовом (номинальном) токе, В·А, не более для счетчиков с непосредственным включением для счетчиков включаемых через трансформаторы	0,3 0,05
Количество электрических испытательных выходов с параметрами по ГОСТ 31819.21-2012 (телеметрических выходов), в зависимости от исполнения	от 1 до 2
Количество оптических испытательных выходов с параметрами по ГОСТ 31818.11-2012, в зависимости от исполнения	2

Продолжение таблицы 13

Наименование характеристики	Значение
Скорость обмена по интерфейсам в зависимости от используемого канала связи, бит/с	от 300 до 115200
Скорость обмена через оптический порт, бит/с	от 300 до 9600
Габаритные размеры в зависимости от корпуса (ширина x высота x глубина), мм, не более S10, C10 S30, C30 R10 R30	120×180×74 165×230×75 90×130×75 144×160×75
Масса счетчика в зависимости от счетчика (без учета массы устройства считывания счетчиков для сплит счетчиков и без учета массы сменного модуля связи), кг, не более S10, C10 S30, C30 R10, R30	2 2 1
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	400 000
Длительность хранения информации при отключении питания, лет, не менее	40
Средний срок службы, лет, не менее	40

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель счетчиков лазерной гравировкой или другим способом, не ухудшающим качества и на титульный лист руководства по эксплуатации, а также в паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность счетчиков приведена в таблице 14.

Таблица 14 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЕ (одно из исполнений)	-	1
Руководство по эксплуатации (поставляется для однофазных исполнений)	САНТ.411152.341 РЭ	1
Паспорт (поставляется для однофазных исполнений)	САНТ.411152.341 ПС	1
Руководство по эксплуатации (поставляется для трехфазных исполнений)	САНТ.411152.336 РЭ	1
Паспорт (поставляется для трехфазных исполнений)	САНТ.411152.336 ПС	1
Методика поверки	-	1*
Устройство считывания счетчиков (удаленный (выносной) дисплей) совместимое со счетчиком электрической энергии многофункциональным СЕ	-	1**

Продолжение таблицы 14

Наименование	Обозначение	Количество
Сменный модуль связи совместимый со счетчиком электрической энергии многофункциональным СЕ	-	1*
* входит в состав поставки по требованию заказчика. ** входит в комплект поставки только для счетчиков сплит исполнений без D в поле Дополнительные функции структуры условного обозначения. Для других исполнений счетчиков не входит в комплект поставки. При необходимости в комплект поставки так же могут входить дополнительные комплектующие, при этом их наименование, обозначение и количество указывается в паспорте.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководствах по эксплуатации САНТ.411152.341 РЭ и САНТ.411152.336 РЭ разделе 4 «Порядок снятия показаний электроэнергии» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

ГОСТ 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2»;

ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии»;

ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

ГОСТ 30804.4.30-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии»;

ГОСТ IEC 61107-2011 «Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управления нагрузкой. Прямой локальный обмен данными»;

ТУ 26.51.63-159-63919543-2024 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЕ. Технические условия».

Правообладатель

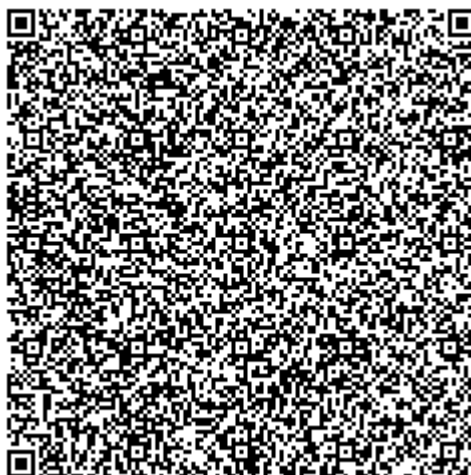
Акционерное общество «Электротехнические заводы «Энергомера»
(АО «Энергомера»)
ИНН 2635133470
Юридический адрес: 355029, Ставропольский край, г. Ставрополь, ул. Ленина, д. 415
Тел./факс: (8652) 56-66-90; (8652) 35-75-27 (центр консультации потребителей)
E-mail: concern@energomera.ru
Web-сайт: www.energomera.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Электротехнические заводы «Энергомера»
(АО «Энергомера»)
ИНН 2635133470
Адрес: 355029, Ставропольский край, г. Ставрополь, ул. Ленина, д. 415
Тел./факс: 8 (8652) 56-66-90; 8 (8652) 35-75-27 (центр консультации потребителей)
E-mail: concern@energomera.ru
Web-сайт: www.energomera.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон (факс): 8 (495) 655-30-87
E-mail: office@vniims.ru
Web-сайт: www.vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93549-24

Лист № 1
Всего листов 36

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «НЛМК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «НЛМК» (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, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), 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 – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), радиосервер точного времени (далее – РСТВ), программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера» и каналобразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух 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 сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем, втором, уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ по сети Internet с использованием электронной подписи 1 раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Липецкой и Тамбовской областей» и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена РСТВ, принимающим эталонные сигналы частоты и времени от глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS для формирования и хранения шкалы времени, синхронизированной с национальной шкалой времени UTC(SU), а также для выдачи информации о текущих значениях даты и времени. РСТВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени РСТВ более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ± 2 с.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№1158) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

ПО ПК «Энергосфера» 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 средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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	Счетчик	РСТВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ ГПП-1, ОРУ-110 кВ, Яч.4	SB 0,8 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 20951-06	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная	±0,8	±1,8
			НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-05			реактивная	±1,8	±4,0
2	ПС 110 кВ ГПП-1, РУ-10 кВ №1, Яч.21	ТПЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 51678-12	НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±1,8
			НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 60002-15			реактивная	±1,8	±4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ПС 110 кВ ГПП-1, РУ-10 кВ №2, 3 с.ш. 10 кВ, Яч.27, КЛ-10 кВ	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 58720-14	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
4	ПС 110 кВ РП-2, ЗРУЭ-110 кВ, яч.18	ЯЭ-110 Кл. т. 0,2 Ктт 1200/1 Рег. № 85563-22	ЗНГА-110 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 60290-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
5	ПС 110 кВ РП-2, ЗРУЭ-110 кВ, яч.28	ЯЭ-110 Кл. т. 0,2 Ктт 1200/1 Рег. № 85563-22	ЗНГА-110 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 60290-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
6	ПС 110 кВ ГПП-2, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Яч.3, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
7	ПС 110 кВ ГПП-3, РУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, Яч.22, ВЛ 35 кВ Матыра	ТПЛ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47958-16	НАЛИ-НТЗ-IV Кл. т. 0,2 Ктн 35000/100 Рег. № 78303-20	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,9	±2,7
						реактивная	±2,3	±5,2
8	ПС 110 кВ ГПП-3, РУ-35 кВ, 3 с.ш. 35 кВ, Яч.6, ВЛ 35 кВ Силикатный	ТПЛ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47958-16	НАЛИ-НТЗ-IV Кл. т. 0,2 Ктн 35000/100 Рег. № 78303-20	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,9	±2,7
						реактивная	±2,3	±5,2
9	ПС 110 кВ ГПП-3, КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.29, КЛ 10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ПС 110 кВ ГПП-3, КРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, Яч.1, КЛ 10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
11	ПС 110 кВ ГПП-5, ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.19, КЛ-10 кВ	ТПЛК Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
12	ПС 110 кВ ГПП-5, ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.23, КЛ-10 кВ	ТПЛК Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
13	ПС 110 кВ ГПП-5, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.22, КЛ-10 кВ	ТПЛК Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
14	ПС 110 кВ ГПП-5, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.40, КЛ-10 кВ	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
15	ПС 110 кВ ГПП-6, РП-3 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.21, КЛ-10 кВ	ТПЛ Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
16	ПС 110 кВ ГПП-6, РП-3 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.32, КЛ-10 кВ	ТПЛ Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ПС 110 кВ ГПП-9 НЛМК, КРУ-10 кВ, 2-2 с.ш. 10 кВ, Яч.96, КЛ 10 кВ	ТПЛК Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
18	ПС 110 кВ ГПП-9 НЛМК, КРУ-10 кВ, 3-2 с.ш. 10 кВ, Яч.49, КЛ 10 кВ	ТПЛК Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
19	ПС 110 кВ ГПП-11, РУ- 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 50058-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
20	ПС 110 кВ ГПП-11, РУ- 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.11	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 50058-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
21	ПС 110 кВ ГПП-11, Ввод 0,4 кВ Собственные нужды ПС	ТОП Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 47959-11	—	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,7 ±6,3
22	ПС 110 кВ ГПП-15-1, ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.34-2	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,2S КТТ 2000/5 Рег. № 70106-17	НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±6,0
23	ПС 110 кВ ГПП-15-1, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.14-5	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 70106-17	НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±6,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ПС 110 кВ ГПП-15-1, ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, Яч.31-4	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 70106-17	НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
25	ПС 220 кВ ГПП-15-2, ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.14	ТШЛ Кл. т. 0,5 КТТ 4000/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
26	ПС 110 кВ ГПП-15-2, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.24-1	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 70106-17	НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
27	ПС 220 кВ ГПП-15-2, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.30	ТШЛ Кл. т. 0,5 КТТ 4000/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
28	ПС 220 кВ ГПП-15-2, ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, Яч.11	ТШЛ Кл. т. 0,5 КТТ 4000/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
29	ПС 220 кВ ГПП-15-2, ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, Яч.29	ТШЛ Кл. т. 0,5 КТТ 4000/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
30	ПС 110 кВ ГПП-16, КРУ-6 кВ, III с.ш. 6 кВ, Яч.45	ТПЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 70109-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
31	ПС 110 кВ ГПП-16, КРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, Яч.22	ТПЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 70109-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
32	ПС 110 кВ ГПП-17, КРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, Яч.6	ТПЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 КТТ 4000/5 Рег. № 67629-17	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,6	±5,6
33	ПС 110 кВ ГПП-17, КРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, Яч.38	ТПЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 КТТ 4000/5 Рег. № 67629-17	ЗНОЛТ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3640-73	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
34	ПС 110 кВ ГПП-17, КРУ 10 кВ, Яч.1 10 кВ, ТЗК- 10 кВ	ТЛП-10 Кл. т. 0,2S КТТ 3000/5 Рег. № 30709-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958- 17	реактивная	±2,6	±5,6
35	ПС 110 кВ ГПП-17, КРУ 10 кВ, Яч.5 10 кВ, ТЗК- 10 кВ	ТЛП-10 Кл. т. 0,2S КТТ 3000/5 Рег. № 30709-11	НАМИТ Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±1,8
36	ПС 110 кВ ГПП-18, ОРУ- 110 кВ, Яч.12	SB 0,8 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		реактивная	±1,8	±4,0
						активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
37	ПС 110 кВ ГПП-18, ОРУ-110 кВ, Яч.2	SB 0,8 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
38	ПС 110 кВ РП-1, ЗРУ-110 кВ, Яч.9, ОВ-110 кВ	SB 0,8 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 20951-01	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±3,0 ±5,5
39	ПС 110 кВ РП-1, ЗРУ-110 кВ, Яч.13	SB 0,8 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 20951-01	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,9 ±2,3	±3,0 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
40	ПС 110 кВ РП-1, ЗРУ-110 кВ, Яч.17	SB 0,8 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 20951-01	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,9 ±2,3	±3,0 ±5,5
41	ТЭЦ НЛМК, ЗРУ-110 кВ, Яч.9	SB 0,8 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
42	ТЭЦ НЛМК, ЗРУ-110 кВ, Яч.18	SB 0,8 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
43	ПС 35 кВ Бутырки, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.15, КЛ-10 кВ Профилакторий	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-10-66У3 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
44	ПС 35 кВ Малей, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.1а, КЛ-10 кВ Парус	ТБК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 8913-82	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
45	ЦРП-75 10 кВ, КРУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, Яч.4	ТПЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 70109-17	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
46	ЦРП-75 10 кВ, КРУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, Яч.27	ТПЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 70109-17	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 50058-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
47	КТП 10 кВ СРК, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, А15, КЛ-0,4 кВ	ТОП Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 47959-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
48	КТП 10 кВ СРК, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, А10, КЛ-0,4 кВ	ТОП Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 47959-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
49	ТП-114А 10 кВ Поликлиника, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 47957-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
50	ТП-114А 10 кВ Поликлиника, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 47957-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
51	Поликлиника, ВРУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ №1	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 19956-02	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,2	±5,1
52	Поликлиника, ВРУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ №2	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 19956-02	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,2	±5,1
53	КТП 10 кВ СЭТ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТНШЛ Кл. т. 0,2S Ктт 2000/5 Рег. № 64182-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная	±0,7	±3,3
						реактивная	±1,3	±5,9
54	КТП 10 кВ Оздоровительного комплекса, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47957-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
55	КТП 10 кВ Оздоровительного комплекса, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47957-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
56	ШУ-0,4 кВ АЗС №2, КЛ-0,4 кВ от ВРУ-0,4 кВ ГК Автолюбитель-6	ТШП Кл. т. 0,5S Ктт 80/5 Рег. № 64182-16	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,2	±5,1
57	ПС-6Ф 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, А1, КЛ-0,4 кВ	ТШП Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47957-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
58	ПС 35 кВ Боринского водозабора, КРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Яч.1	ТПЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 70109-17	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
59	ПС 35 кВ Боринского водозабора, КРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Яч.13	ТПЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 70109-17	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		реактивная	±2,6	±5,6
60	ПС 35 кВ Боринского водозабора, ввод 0,4 кВ Собственные нужды ПС	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±2,7
61	РП-10 10 кВ Вагонное депо, КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.5, КЛ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		реактивная	±2,2	±5,1
62	РП-10 10 кВ Вагонное депо, КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.1, КЛ-10 кВ	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,8
63	РП-10 10 кВ Вагонное депо, КРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.11, КЛ-10 кВ	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	реактивная	±2,6	±5,3
64	РП-10 10 кВ Вагонное депо, КРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.17, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
						активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
						активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
65	ПС-11 10 кВ, РУ-10 кВ, с.ш. 10 кВ, Яч.15, КЛ-10 кВ	ТПЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 КтТ 100/5 Рег. № 69608-17	НОМ-10 Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
66	ПС №42Н 10 кВ, РУ-10 кВ, III с.ш. 10 кВ, Яч.29	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 КтТ 150/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
67	ПС №42Н 10 кВ, РУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, Яч.1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 КтТ 150/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
68	ПС №42Н 10 кВ, РУ-10 кВ, III с.ш. 10 кВ, Яч.30	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 КтТ 150/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
69	РП-10 кВ Сигран, КРУ- 10 кВ, I с.ш. 10 кВ, Яч.4, КЛ 10 кВ	ТПЛК Кл. т. 0,5 КтТ 150/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 КтН 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17 ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КтН 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08 ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 КтН 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958- 17	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
70	РП-10 кВ Сигран, КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.8, КЛ-10 кВ	ТПЛК Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17 ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08 ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
71	РП-10 кВ Сигран, КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.11, КЛ-10 кВ	ТПЛК Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17 ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-08 ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
72	РП-10 кВ Сигран, КРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.16, КЛ-10 кВ	ТПЛК Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
73	РП-10 кВ Сигран, КРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.18, КЛ-10 кВ	ТПЛК Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
74	РП-10 кВ Сигран, КРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.20, КЛ 10 кВ	ТПЛК Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,5
75	РП-10 кВ Сигран, КРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.22, КЛ-10 кВ	ТПЛК Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
76	РП-10 кВ Сигран, КРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.23, КЛ-10 кВ	ТПЛК Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
77	ПС 110 кВ ГПП-4, КРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, Яч.62	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
78	ПС 110 кВ ГПП-4, КРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, Яч.2, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
79	ТП-21 10 кВ ЦЭЛС, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ АБК ЦМР	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 15174-06	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
80	РП-19 6 кВ, КРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Яч.7	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S КтТ 400/5 Рег. № 69606-17	НАМИ Кл. т. 0,5 КтН 6000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±2,8
81	РП-19 6 кВ, КРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Яч.12	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S КтТ 400/5 Рег. № 69606-17	НАМИ Кл. т. 0,5 КтН 6000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		реактивная	±2,6	±5,3
82	РП-19 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, панель 2, ВЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КтТ 600/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±2,7
83	РП-19 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, панель 8, ВЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КтТ 600/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		реактивная	±2,2	±5,1
84	РП-19 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТШП Кл. т. 0,5S КтТ 100/5 Рег. № 64182-16	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±3,9
85	РП-19 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТШП Кл. т. 0,5S КтТ 100/5 Рег. № 64182-16	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	реактивная	±2,2	±5,1
86	РП 10 кВ №91 ЦЭЛС, КРУ-10 кВ, 2 с.ш., яч.19	ТПЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 КтТ 200/5 Рег. № 70109-17	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
87	ТП 10 кВ АБК ТЛ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 71031-18	—	СЕ 303 S31 543-JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,2	±5,1
88	ТП 10 кВ ПК КС, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 36382-07	—	СЕ 303 S31 543-JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,2	±5,5
89	РП-94 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Яч.1, КЛ-6 кВ	ТПЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 70109-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
90	РП-94 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Яч.24, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
91	РП-120 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Яч.9	ТОЛ Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 47959-16	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
92	РП-120 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Яч.1Д	ТОЛ Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 47959-16	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
93	РП-120 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Яч.23	ТОЛ Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 47959-16	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
94	РП-120 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, панель 3, ВЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±2,7
95	РП-120 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, панель 8, ВЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		реактивная	±2,2	±5,1
96	РП-120 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП Кл. т. 0,5S Ктт 40/5 Рег. № 47959-16	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±3,9
97	ШНС 6 кВ Станция аэрации, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, панель 1, ВЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 250/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		реактивная	±2,2	±5,1
98	ШНС 6 кВ Станция аэрации, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, панель 5, ВЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 250/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±2,7
99	КТП-5, ВРУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, Яч. ввод 0,4 кВ	ТШП Кл. т. 0,2S Ктт 750/5 Рег. № 64182-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,2	±5,1
100	КТП-5, ВРУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, Яч. ввод 0,4 кВ	ТШП Кл. т. 0,2S Ктт 750/5 Рег. № 64182-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,4	±1,6
						реактивная	±1,0	±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
101	ПС 10 кВ Ферросплавная ЦЭЛС, КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.9, КЛ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S КтТ 150/5 Рег. № 69606-17	НАМИ Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
102	ПС 10 кВ Ферросплавная ЦЭЛС, КРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.25, КЛ-10 кВ	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S КтТ 150/5 Рег. № 58720-14	НАМИ Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
103	ПС 10 кВ Ферросплавная ЦЭЛС, КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.4, КЛ-10 кВ	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S КтТ 150/5 Рег. № 58720-14	НАМИ Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
104	ПС 10 кВ Ферросплавная ЦЭЛС, КРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.23, КЛ-10 кВ	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S КтТ 150/5 Рег. № 58720-14	НАМИ Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
105	ПС 10 кВ Ферросплавная ЦЭЛС, КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.12, КЛ-10 кВ	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S КтТ 150/5 Рег. № 58720-14	НАМИ Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
106	ПС 10 кВ Ферросплавная ЦЭЛС, КРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Яч.5, КЛ-6 кВ	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S КтТ 150/5 Рег. № 58720-14	НАМИ Кл. т. 0,5 КтН 6000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
107	ТП 10 кВ Асфальтовая, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, п.6, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП Кл. т. 0,5S КтТ 400/5 Рег. № 64182-16	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±10,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
108	ТП 10 кВ Асфальтовая, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, п.4, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 64182-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
109	ТП 10 кВ Асфальтовая, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, п.11, КЛ-0,4 кВ от АВ16 в сторону ВРУ-0,4 кВ АБК	ТОП Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47959-16	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
110	ТП 10 кВ АСУ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.4, КЛ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
111	КТП 10 кВ СМТ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 71031-18	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±3,9 ±5,1
112	КТП 10 кВ СМТ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 71031-18	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±3,9 ±5,1
113	КТП 10 кВ СЭТ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, яч. 5, КЛ- 0,4 кВ в шкаф ввода на ИП "Маликова И.В."	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 250/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
114	РП-99 6 кВ, РУ-6 кВ, с.ш. 6 кВ, Яч.1, КЛ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
115	Наплавочная установка №1, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 28139-07	—	CE 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,2	±5,5
116	Наплавочная установка №2, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 28139-07	—	CE 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,2	±5,5
117	Вальцетокарный станок №4, ввод 0,4 кВ	ТТЕ-А Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 73808-19	—	CE 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958- 17	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,2	±5,5
118	Механическая мастерская, ВРУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-07	—	CE 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,2	±5,5
119	Гараж в здании стана 2000, ШУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 30/5 Рег. № 71031-18	—	CE 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,2	±5,5
120	КТП-13 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ШМ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 28139-07	—	CE 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,2	±5,5
121	КТП-13 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ШЭМ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 28139-07	—	CE 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,2	±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
122	4РП 10 кВ 4-й машзал ЦХПП, КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.119	ТПЛК Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
123	Насосная станция бытовых стоков, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, Яч. Ввод 1	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 250/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
124	Насосная станция бытовых стоков, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, Яч. Ввод 2	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 250/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
125	106КТП-2 10 кВ, РУ-0,4 кВ, гр. 2.3, 1Q2.3, КЛ-0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная	±0,8	±3,0
						реактивная	±2,2	±5,5
126	ПС 110 кВ РП-2, КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.9	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 71808-18	НТМИ-10 УЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51199-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
127	ПС 110 кВ РП-2, КРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, Яч.30	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 71808-18	НТМИ-10 УЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51199-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
128	КТП 10 кВ СМТ, РУ-0,4 кВ, ШР-4 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 17551-06	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,2	±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
129	КТП 10 кВ СМТ, РУ-0,4 кВ, ШР-5 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 17551-06	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
130	ШР-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.1 в сторону ВРУ-0,4 кВ ФКУЗ МСЧ МВД РФ по Липецкой области	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		реактивная	±2,2	±5,5
131	ШР-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.2 в сторону ВРУ-0,4 кВ ФКУЗ МСЧ МВД РФ по Липецкой области	ТОП М-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 59924-15	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±3,0
132	ВРУ-0,4 кВ АБК ул. Ферросплавная, 12в, Ввод 0,4 кВ	ТШП Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 64182-16	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		реактивная	±2,2	±5,5
133	СТО АТУ, ВРУ-0,4 кВ, ШУ-1 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП М-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 59924-15	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958- 17	активная	±0,8	±2,7
134	СТО АТУ, ВРУ-0,4 кВ, ШУ-2 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		реактивная	±2,2	±5,1
135	ТП 10 кВ Питъевая, РУ- 0,4 кВ, Панель №2, ф.2, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±3,0
						реактивная	±2,2	±5,5
						активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
136	ВРУ-0,4 кВ АБК, Ввод 0,4 кВ №1	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 28139-12	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,2	±5,5
137	ВРУ-0,4 кВ АБК, Ввод 0,4 кВ №2	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 250/5 Рег. № 28139-12	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,2	±5,5
138	ТП 10 кВ Питьевая, РУ- 0,4 кВ, Панель №7, ф.3, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 250/5 Рег. № 75076-19	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
139	ТП 10 кВ Питьевая, РУ- 0,4 кВ, Панель №7, ф.2, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
140	ПС-6Д 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Панель №16, А16, КЛ- 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 75076-19	—	СЕ 303 S31 543 JAVZ Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,2	±5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
141	ПС-6Д 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, гр.15, КЛ- 0,4 кВ	ТШП Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 64182-16 ТШП Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 64182-16 ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 15174-01	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958- 17	активная реактивная	±1,0 ±2,2	±4,1 ±5,5
142	ПС-6И 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону РП-0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 20/5 Рег. № 71031-18	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±4,1 ±5,5
143	ТЗК №385 АБК ГЭСР, ВРУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 40/5 Рег. № 71031-18	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±4,1 ±5,5
144	ПС-10 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.10, Ввод 0,4 кВ Т-6	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 36382-07	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±4,1 ±5,5
145	ПС-10 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.1, Ввод 0,4 кВ Т-7	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 36382-07	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±4,1 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
146	КТП 10 кВ СРК, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш., яч.3, КЛ-0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 15174-06	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
147	ЩВР 0,4 кВ БССС, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 20/5 Рег. № 71031-18	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,2	±5,5
148	ПС-10 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.14Р	ТОП Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47959-16	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,2	±5,1
149	ПС-10 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.8Р	ТОП Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47959-16	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,2	±5,1
150	ПС-10 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш., яч.17	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 75076-19	—	СЕ 303 S31 543 JAVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,2	±5,5
151	КТП1 ФСЦ 10 кВ, РУ-0,4 кВ, РП-1 0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, яч.А8, КЛ-0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
152	КТП1 ФСЦ 10 кВ, РУ-0,4 кВ, РП-3 0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, яч.А2, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
153	ШУ-2 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 28139-12	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
154	ШУ-1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,7 ±5,1
155	Строение ЕГА, ВРУ-0,23 кВ, Ввод 0,23 кВ	–	–	СЭБ-1ТМ.02М Кл. т. 1/2 Рег. № 47041-11		активная реактивная	±1,0 ±2,0	±5,0 ±11,1
156	ВС-3 КТП-1, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.6, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ Кл. т. 0,2S Ктт 3000/5 Рег. № 64182-16	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,4 ±1,0	±1,6 ±3,9
157	ВС-3 КТП-1, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.21, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШЛ Кл. т. 0,2S Ктт 3000/5 Рег. № 64182-16	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,4 ±1,0	±1,6 ±3,9
158	ВС-3 КТП-2, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, яч.42, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШЛ Кл. т. 0,2S Ктт 3000/5 Рег. № 64182-16	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,4 ±1,0	±1,6 ±3,9
159	ПС 110 кВ РП-2, КРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.26-28	ТПЛ Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 50058-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
160	ПС 110 кВ РП-2, КРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.21-23	ТПЛ Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-10 У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51199-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
161	КТП 10 кВ СЭТ, РП-0,4 кВ, ШУ 0,4 кВ №1, КЛ-0,4 кВ в сторону Я1 0,4 кВ АБК КАП	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,9 ±6,8
162	АБК НЛГК, ВРУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная реактивная	±1,0 ±2,2	±4,1 ±5,5
163	АБК СМК, ВРУ-0,4 кВ №1, Ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
164	АБК Такелаж, ШВ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
165	Административное здание бывшей столовой №16, ВРУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП Кл. т. 0,5S Ктт 80/5 Рег. № 64182-16	—	СЕ 303 S31 543- JAQYVZ(12) Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±3,9 ±5,1
166	КТП-3, ЩСУ-1 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, кл. 0,4 кВ от QF8	ТТК-А Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 76349-19	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,7 ±5,1
167	КТП-3, ЩСУ-1 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, кл. 0,4 кВ от QF4	ТТК-А Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 76349-19	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,7 ±5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
168	БКТП ИнТехРемонт, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 64182-16	–	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±4,1 ±5,2
169	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч.№1, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 - ГПП-6 Левая (ВЛ 110 кВ ГПП-6 Левая)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 23256-05	НКФ 110-57 У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 92793-24	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 Рег.№ 67958-17	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
170	Липецкая ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч.№2, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 - ГПП-6 Правая (ВЛ 110 кВ ГПП-6 Правая)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 23256-05	НКФ 110-57 У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 92793-24	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Примечания:

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 от -40°C до $+55^\circ\text{C}$.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена РСТВ на аналогичное утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО)
8. Допускается замена ПО на аналогичное с версией, не ниже указанной в описании типа средств измерений.
9. 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 АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	170
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C – температура окружающей среды в месте расположения РСТВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –45 до +40 от –40 до +55 от +10 до +30 от –40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более РСТВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер БД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 72 55000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер БД: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	60 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (функция автоматизирована);
- сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока встроенные	SB 0,8	24
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	6
Трансформаторы тока	ТВК-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ1	12
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТЛП-10	6
Трансформаторы тока шинные	ТНШЛ	3
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	10
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ	8
Трансформаторы тока	ТОП М-0,66 УЗ	6
Трансформаторы тока опорные	ТОП	21
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	7
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ	14
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10УЗ	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока проходные	ТПЛК	28
Трансформаторы тока	ТПЛ-НТЗ	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-НТЗ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ	16
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	10
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-А	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	39
Трансформаторы тока	ТТК-А	6
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ	17
Трансформаторы тока	ТШЛ-СВЭЛ	4
Трансформаторы тока шинные	ТШП	47
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	9
Трансформаторы тока	Т-0,66	36
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	57
Трансформаторы тока	ЯЭ-110	6
Трансформаторы напряжения	ЗНГА-110	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ	27
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ	11
Трансформаторы напряжения с литой изоляцией	ЗНОЛТ-6	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные наружной установки	НАЛИ-НТЗ-IV	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ	17
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	4
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	30

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы	НОМ-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10 У3	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	5
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	5
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 303 S31 543 JAVZ	1
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 303 S31 543 JAVZ(12)	1
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 303 S31 543-JAQYVZ(12)	32
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	51
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	26
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.08	35
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.16	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М.02	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М.11	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.08	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.09	1
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02.2	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.02М	1
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1158 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «НЛМК», аттестованном ООО «МЦМО» г. Владимир, аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Новолипецкий металлургический комбинат»
(ПАО «НЛМК»)

ИНН 4823006703

Юридический адрес: 398040, Липецкая обл., г. Липецк, пл. Металлургов, д. 2

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Аграрная, д. 14А

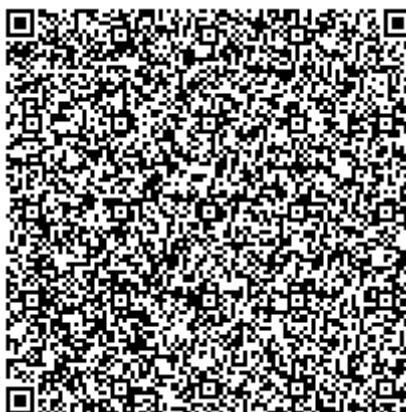
Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Аграрная, д. 14А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93550-24

Лист № 1
Всего листов 38

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 и устройство сбора и передачи данных RTU-327 (далее-УСПД), каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ООО «БСК» (далее - сервер ИВК ООО «БСК»), сервер ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ» (далее - сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»), сервер точного времени СТВ-01 и устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее - УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

– средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений АИИС КУЭ передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК № 1-3 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД (СИКОН С70), где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на сервер ИВК ООО «БСК». УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК № 4-210 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД (RTU-327), где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ». УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Сервер ИВК ООО «БСК» и сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ» раз в сутки формирует и отправляет по электронной почте отчеты в формате XML на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по коммутируемым телефонным линиям, сотовой связи, по каналу связи сети Internet в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Сервер ИВК ООО «БСК» и сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ» обеспечивают в автоматизированном режиме прием/передачу измерительной информации от АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, в виде макетов XML, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входит сервер точного времени СТВ-01, устройство синхронизации системного времени УССВ-2, синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК ООО «БСК», при каждом сеансе связи, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени СТВ-01 и при расхождении $\pm 0,5$ с и более, сервера ИВК ООО «БСК» производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени СТВ-01.

Сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ», при каждом сеансе связи, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УССВ-2 и при расхождении $\pm 0,5$ с и более, сервера ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ» производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ-2.

Сравнение шкалы времени УСПД (СИКОН С70) для ИК № 1-3 со шкалой времени сервера ИВК ООО «БСК» осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки и

при расхождении ± 1 с и более, УСПД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени сервера ИВК ООО «БСК».

Сравнение шкалы времени УСПД (RTU-327) для ИК № 4-210 со шкалой времени сервера ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ» осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки и при расхождении ± 1 с и более, УСПД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени сервера ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ».

Для ИК № 1-3 сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД (СИКОН С70) осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (1 раз в 30 минут). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Для ИК № 4-210 сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД (RTU-327) осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (1 раз в 30 минут). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер 01/24 АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера ИВК, типографским способом. Дополнительно заводской номер 01/24 указан в формуляре АИИС КУЭ, что позволяет идентифицировать заводской номер АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	12.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 500 кВ Буйская, яч.1, ВЛ-110 кВ Буйская-Гожан ц.1	TG 145N 500/1, КТ 0,2S Рег. № 30489-09	НКФ-110-57 110000:√3/100: √3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05 VCU-123 110000:√3/100: √3 КТ 0,2 Рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70, рег. № 28822-05	СТВ-01, рег. № 49933-12 / сервер ИВК ООО «БСК»
2	ПС 500 кВ Буйская, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Буйская - Гожан II цепь с отпайкой на ПС Москудья	TG 145N 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 30489-09	НКФ-110-57 110000:√3/100: √3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05 VCU-123 110000:√3/100: √3 КТ 0,2 Рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70, рег. № 28822-05	СТВ-01, рег. № 49933-12 / сервер ИВК ООО «БСК»
3	ПС 500 кВ Буйская, ОРУ 110 кВ, ОСШ 110 кВ, ОВ-110 кВ	TG 145N 2000/5, КТ 0,2S Рег. № 30489-09	НКФ-110-57 110000:√3/100: √3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05 VCU-123 110000:√3/100: √3 КТ 0,2 Рег. № 53610-13	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ПС 110 кВ Ножовка, ОРУ- 110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ввод №1	ТФЗМ-110Б- 1У1 100/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
5	ПС 110 кВ Ножовка, ОРУ- 110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ввод №2	ТФЗМ-110Б- 1У1 100/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
6	ПС 110 кВ Гожан, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ВЛ-110 кВ Буйская - Гожан I цепь с отпайкой на ПС Москудья	TG145 300/5, КТ 0,5S Рег. № 30489-05	СРВ 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 15853-06	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		
7	ПС 110 кВ Гожан, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ВЛ-110 кВ Буйская - Гожан II цепь с отпайкой на ПС Москудья	TG145 300/5, КТ 0,5S Рег. № 30489-05	СРВ 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 15853-06	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 110 кВ Гожан, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Гожан- Быркино	ТПУ 7 150/5, КТ 0,5 Рег. № 25578-03	ТJP 7 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 25432-03	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
9	ПС 110 кВ Гожан, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Гожан- Ошья	ТПУ 7 150/5, КТ 0,5 Рег. № 25578-03	ТJP 7 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 25432-03	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		
10	ПС 110 кВ Гондырь, ОРУ- 35 кВ, ВЛ 35 кВ Гондырь- Разведка	ТОЛ 35 50/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-03	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
11	ПС 110 кВ Куеда, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ВЛ 35кВ Куеда- ЦДНС	ТОЛ-35 100/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-07	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
12	ПС 110 кВ Куеда, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Куеда- Краснояр с отпайкой на ПС ЦДНС	ТОЛ-35 100/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-07	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
13	ПС 110 кВ Кыласово, ОРУ- 110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ввод 110 кВ	ТАТ 150/5, КТ 0,5S Рег. № 29838-11	VTA 145 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 57420-14	A1805RL- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
14	ПС 110 кВ Кыласово, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. №6	ТОЛ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
15	ПС 110 кВ Кыласово, ОРУ- 110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ввод 110 кВ	ТАТ 150/5, КТ 0,5S Рег. № 29838-11	VTA 145 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 57420-14	A1805RL- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ПС 110 кВ Кыласово, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. №4	ТОЛ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
17	ПС 110 кВ Уньва, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ввод №1	TG145 N 300/5, КТ 0,2S Рег. № 30489-05	СРВ 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 15853-06	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
18	ПС 110 кВ Уньва, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ввод №2	TG145 N 300/5, КТ 0,2S Рег. № 30489-05	СРВ 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 15853-06	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
19	ПС 110 кВ Уньва, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ВЛ-35 кВ Уньва- Усть-Игум I цепь с отпайкой на ПС Романово	ТОЛ-СЭЩ-35 400/5, КТ 0,5S Рег. № 40086-08	НАЛИ-СЭЩ-35 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 46802-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
20	ПС 110 кВ Уньва, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, ВЛ-35 кВ Уньва- Усть-Игум II цепь с отпайкой на ПС Романово	ТОЛ-СЭЩ-35 400/5, КТ 0,5S Рег. № 40086-08	НАЛИ-СЭЩ-35 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 46802-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
21	ПС 110 кВ Каменноложская, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ввод №1	ТФЗМ-110Б- 1У1 200/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
22	ПС 110 кВ Каменноложская, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ввод №2	ТФЗМ-110Б- 1У1 200/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
23	ПС 110 кВ Каменноложская, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ВЛ-35 кВ фид.№351 Каменноложская- БПО	ТФЗМ 35А-У1 200/5, КТ 0,5 Рег. № 26417-04	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
24	ПС 110 кВ Каменноложская, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ВЛ-35 кВ фид.№353 Каменноложская- Кривое ц.1	ТФЗМ35А-ХЛ1 100/5, КТ 0,5 Рег. № 8555-81	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
25	ПС 110 кВ Каменноложская, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, ВЛ-35 кВ фид.№355 Каменноложская- Кривое ц.2	ТФЗМ35А-ХЛ1 100/5, КТ 0,5 Рег. № 8555-81; 26418-08	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
26	ПС 110 кВ Нартовка, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.31	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-08	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
27	ПС 110 кВ Нартовка, ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.23	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-08	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	A1805RAL- P4G-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
28	ПС 110 кВ Нартовка, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.19	ТПЛ-10-М 400/5, КТ 0,5S Рег. № 22192-07	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
29	ПС 110 кВ Нартовка, ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.30	ТПЛ-10-М 400/5, КТ 0,5S Рег. № 22192-07	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
30	ПС 110 кВ В.Усолка, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.7, ВЛ-6 кВ	ТЛП-10 250/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-11	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
31	ПС 110 кВ В.Усолка, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.10, ВЛ-6 кВ	ТЛП-10 250/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-11	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
32	ПС 110 кВ В.Усолка, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.27, ВЛ-6 кВ	ТЛП-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 30709-11	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
33	ПС 110 кВ В.Усолка, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.30, ВЛ-6 кВ	ТЛП-10 250/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-11	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
34	ПС 110 кВ Тауш, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.14	ТОЛ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 7069-07	НТМИ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 50058-12	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
35	ПС 110 кВ Тауш, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.13	ТОЛ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 7069-07	НТМИ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 50058-12	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
36	ВЛБ-10 кВ №031, ввод 10 кВ	ТОЛ-10-1 15/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
37	ПС 110 кВ Зязелга, ЗРУ-10 кВ КС Ординская, 1 с.ш. 10 кВ, яч.17, КЛ-10 кВ Ф-17	ТЛО-10 75/5, КТ 0,5 Рег. № 25433-03	VRQ3n/S2 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 50606-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
38	ПС 110 кВ Зязелга, ЗРУ-10 кВ КС Ординская, 2 с.ш. 10 кВ, яч.25, КЛ-10 кВ Ф-25	ТЛО-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 25433-03	VRQ3n/S2 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 50606-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
39	ПС 110 кВ Маринкино, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ввод 2 110 кВ	ТВ-110 200/5, КТ 0,5S Рег. № 29255-13	ЗНОГ-110 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23894-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
40	ПС 110 кВ Маринкино, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ввод 1 110 кВ	ТВ-110 200/5, КТ 0,5S Рег. № 29255-13	ЗНОГ-110 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23894-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
41	ПС 110 кВ Солдаты, ОРУ- 110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ввод №2	TG 145N 150/5, КТ 0,5S Рег. № 30489-09	TVI145 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 71404-18	СЭТ- 4TM.03M.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
42	ПС 110 кВ Солдаты, ОРУ- 110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ввод №1	TG 145N 150/5, КТ 0,5S Рег. № 30489-09	TVI145 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 71404-18	СЭТ- 4TM.03M.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
43	ПС 35 кВ Юрман, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.3, КЛ-10 кВ №1	ТОЛ-10 1500/5, КТ 0,5S Рег. № 7069-07	ЗНОЛ-СЭЩ-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 54371-13	СЭТ- 4TM.03M.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		
44	ПС 35 кВ Юрман, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.4, КЛ-10 кВ №2	ТОЛ-10 1500/5, КТ 0,5S Рег. № 7069-07	ЗНОЛ-СЭЩ-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 54371-13	СЭТ- 4TM.03M.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		
45	ПС 110 кВ Деменёво, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.№3, КЛ-6кВ фид.№8	ТПЛ-10-М 600/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4TM.03M.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
46	ПС 110 кВ Деменёво, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.№20, КЛ-6 кВ фид.№19	ТВЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4TM.03M.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
47	ПС 110 кВ Деменёво, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.№4, КЛ-6кВ фид.№11	ТПЛ-10-М 600/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
48	ПС 110 кВ Деменёво, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.№19, КЛ-6кВ фид.№20	ТВЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
49	ПС 110 кВ Галкинская, РУ- 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.4, ВЛ-10 кВ фид.№5 Галкинская- Таёжная	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
50	ПС 110 кВ Суда, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.№4	ТЛМ-10 50/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
51	ПС 110 кВ Суда, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.№8	ТОЛ-10 50/5, КТ 0,5S Рег. № 7069-07	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
52	ПС 110 кВ Губаны, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ввод №1	ТФН-35М 100/5, КТ 0,5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
53	ПС 110 кВ Губаны, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, ввод №2	ТФН-35М 200/5, КТ 0,5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
54	ПС 110 кВ Губаны, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, ВЛ-35кВ Губаны-Орда	ТФН-35М 100/5, КТ 0,5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
55	ПС 110 кВ Губаны, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод №1	ТЛК10-6 200/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
56	ПС 110 кВ Губаны, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод №2	ТЛК10-6 200/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
57	ПС 110 кВ Губаны, ввод 0,4 кВ ТСН №1	ТОП 0,66 150/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
58	ПС 110 кВ Губаны, ввод 0,4 кВ ТСН №2	ТОП 0,66 150/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
59	ПС 110 кВ Дороховка, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.11, ввод 6кВ Т-1	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	ЗНОЛП 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
60	ПС 110 кВ Дороховка, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.18, ввод 6кВ Т-2	ТЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00	ЗНОЛП 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
61	ПС 110 кВ Дороховка, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП 0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
62	ПС 110 кВ Краснояр, ОРУ- 35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Краснояр- Федоровская	ТОЛ-35 30/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
63	ПС 110 кВ Краснояр, ОРУ- 35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ВЛ35 кВ Краснояр- Быркино с отпайкой на ПС Бобриковская	ТОЛ-35 100/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
64	ПС 110 кВ Краснояр, ОРУ- 35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Куеда-Краснояр с отпайкой на ПС ЦДНС	ТОЛ-35 200/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
65	ПС 110 кВ Кулешовка, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ввод 110 кВ	ТФМ-110 100/5, КТ 0,5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
66	ПС 110 кВ Кулешовка, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ввод 110 кВ	ТФМ-110 100/5, КТ 0,5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
67	ПС 110 кВ Баклановка, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ввод 110 кВ	ТФМ-110 200/5, КТ 0,5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
68	ПС 110 кВ Баклановка, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ввод 110 кВ	ТФМ-110 200/5, КТ 0,5 Рег. № 16023-97	НКФ110-83У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
69	ПС 110 кВ Паль, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ввод №1	ТОЛ 35 200/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-03	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
70	ПС 110 кВ Паль, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, ввод №2	ТОЛ 35 200/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-03	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
71	ПС 110 кВ Оса, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.25, КЛ-6 кВ фид.№11	ТПЛ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
72	ПС 110 кВ Оса, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.27, КЛ-6 кВ фид.№15	ТПЛ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
73	ПС 110 кВ Оса, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.28, КЛ-6 кВ фид.№17	ТПЛ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
74	ПС 110 кВ Оса, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.29, КЛ-6 кВ фид.№19	ТПЛ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
75	ПС 110 кВ Оса, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.10, КЛ-6 кВ фид.№2	ТПЛ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
76	ПС 110 кВ Оса, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.23, КЛ-6 кВ фид.№7	ТПЛ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
77	ПС 110 кВ Оса, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.30, КЛ-6 кВ фид.№21	ТПЛ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
78	ПС 110 кВ Оса, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.18, КЛ-6 кВ фид.№14	ТПЛ-10-М 150/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-03	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
79	ПС 110 кВ Оса, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.19, КЛ-6 кВ фид.№16	ТПЛ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
80	ПС 110 кВ Оса, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.20, КЛ-6 кВ фид.№18	ТПЛ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
81	ПС 110 кВ Оса, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.21, КЛ-6 кВ фид.№20	ТПЛ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
82	ПС 110 кВ Оса, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.22, КЛ-6 кВ фид.№22	ТПЛ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
83	ПС 110 кВ Усинская, ОРУ- 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТОГ-110 100/5, КТ 0,5S Рег. № 49001-12	НКФ-110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
84	ПС 110 кВ Усинская, ОРУ- 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТОГ-110 100/5, КТ 0,5S Рег. № 49001-12	НКФ-110-57 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
85	ПС 110 кВ Шумовская, РУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод №1	ТОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛ 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
86	ПС 110 кВ Шумовская, РУ- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод №2	ТОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-07	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
87	ПС 110 кВ Шумовская, ввод 0,4 кВ ТСН №1	ТОП-0,66 УЗ 50/5, КТ 0,5 Рег. № 44142-10	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
88	ПС 110 кВ Шумовская, ввод 0,4 кВ ТСН №2	ТОП-0,66 УЗ 50/5, КТ 0,5 Рег. № 44142-10	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
89	ПС 110 кВ Пермяковская, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ фид.№20	ТПЛ-10-М 400/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-03	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
90	ВЛБ-6 кВ №172, ввод 6 кВ	ТПЛ-10-М 150/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-03	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
91	ПС 110 кВ Константиновка, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ВЛ- 35 кВ Константиновка- БКНС-1 I цепь с отпайками	ТФН-35М 200/5, КТ 0,5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
92	ПС 110 кВ Константиновка, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, ВЛ- 35 кВ Константиновка- БКНС-1 II цепь с отпайкой на ПС ЦППС-1	ТФН-35М 150/5, КТ 0,5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
93	ПС 110 кВ Константиновка, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.№13, ВЛ-6кВ №13	ТВЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
94	ПС 110 кВ Печмень, КРУН- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ №10	ТПЛ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
95	ПС 110 кВ Печмень, КРУН- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ №1	ТПЛМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛП 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
96	ПС 110 кВ Опалиха, ОРУ- 110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ввод №1	ТФЗМ 110 100/5, КТ 0,5 Рег. № 32825-11	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
97	ПС 110 кВ Опалиха, ОРУ- 110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ввод №2	ТФМ-110 100/5, КТ 0,5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
98	ПС 110 кВ Озерная, ОРУ- 110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ввод №1	ІМВ123 50/5, КТ 0,5S Рег. № 32002-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 24218-08	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
99	ПС 110 кВ Озерная, ОРУ- 110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ввод №2	ІМВ123 50/5, КТ 0,5S Рег. № 32002-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 24218-08	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
100	ПС 110 кВ Чашкино, ОРУ- 110 кВ, Отпайка на ПС Чашкино от ВЛ-110 кВ Яйвинская ГРЭС-Союз с отпайками	TG 145N1 200/5, КТ 0,2S Рег. № 30489-09	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 24218-08	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
101	ПС 110 кВ Чашкино, ОРУ- 110 кВ, Отпайка на ПС Чашкино от ВЛ-110 кВ Соликамск- Союз с отпайками	TG 145N1 200/5, КТ 0,2S Рег. № 30489-09	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 24218-08	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
102	ПС 110 кВ Чашкино, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6кВ, яч.19, ВЛ-6 кВ фид. Усово-2	ТЛМ-10 50/5, КТ 0,5 Рег. № 48923-12	ЗНОЛП 6300:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
103	ПС 110 кВ Чашкино, ЗРУ- 6кВ, 1 с.ш. 6кВ, яч.6, ВЛ-6 кВ фид. Усово-1	ТЛМ-10 50/5, КТ 0,5 Рег. № 48923-12	ЗНОЛП 6300:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
104	ПС 110 кВ Юрчук, ввод 110 кВ Т-1	TG 145N1 50/5, КТ 0,5S Рег. № 30489-09	СРВ 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 15853-06	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
105	ПС 110 кВ Юрчук, ввод 110 кВ Т-2	TG 145N1 50/5, КТ 0,5S Рег. № 30489-09	СРВ 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 15853-06	A1805RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
106	ПС 110 кВ Боковая, ОРУ- 110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Боковая- Ольховка I цепь	ТРГ-110 П* 75/1, КТ 0,2S Рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-08	EA02RALX- P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
107	ПС 110 кВ Боковая, ОРУ- 110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Боковая- Ольховка II цепь	ТРГ-110 П* 75/1, КТ 0,2S Рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 24218-08	EA02RALX- P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
108	ПС 110 кВ Ольховка, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод №1	ТПЛ-10-М 150/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-07	ЗНОЛП 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
109	ПС 110 кВ Ольховка, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод №2	ТПЛ-10-М 150/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-07	ЗНОЛП 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
110	ПС 110 кВ Ольховка, ввод 0,4 кВ ТСН №1	ТОП 0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
111	ПС 110 кВ Ольховка, ввод 0,4 кВ ТСН №2	ТОП 0,66 100/5, КТ 0,5 Пер. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	RTU-327, пер. № 19495-03	УССВ-2, пер. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
112	ПС 110 кВ Пихта, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ввод №1	ТАТ 150/5, КТ 0,5 Пер. № 29838-11	ВТА 145 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 57420-14	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17		
113	ПС 110 кВ Пихта, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ввод №2	ТАТ 150/5, КТ 0,5 Пер. № 29838-11	ВТА 145 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 57420-14	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17		
114	ПС 110 кВ Нефтяная, ОРУ- 110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ввод №1	ТАТ 150/5, КТ 0,5 Пер. № 29838-11	ВТА 145 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 57420-14	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17		
115	ПС 110 кВ Нефтяная, ОРУ- 110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ввод №2	ТАТ 150/5, КТ 0,5 Пер. № 29838-11	ВТА 145 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 57420-14	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17		
116	ПС 35 кВ Павловка, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.№20, ВЛ-6кВ №12	ТПЛ-10-М 200/5, КТ 0,5 Пер. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17		
117	ПС 35 кВ Павловка, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.№3, ВЛ-6кВ №5	ТПЛ-10-М 400/5, КТ 0,5 Пер. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17		
118	ПС 35 кВ Павловка, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.№7, ВЛ-6кВ №6	ТПЛ-10-М 400/5, КТ 0,5 Пер. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
119	ПС 35 кВ Павловка, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.№17, ВЛ-6кВ №9	ТПЛ-10-М 200/5, КТ 0,5 Пер. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	RTU-327, пер. № 19495-03	УССВ-2, пер. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
120	ПС 35 кВ Павловка, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.№19, ВЛ-6кВ №10	ТВЛМ-10 400/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17		
121	ПС 35 кВ Павловка, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.№21, ВЛ-6кВ №13	ТПЛ-10-М 200/5, КТ 0,5 Пер. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17		
122	ПС 35 кВ Павловка, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.№16, ВЛ-6кВ №1	ТПЛ-10-М 400/5, КТ 0,5 Пер. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17		
123	ПС 35 кВ Павловка, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.№12, ВЛ-6кВ №2	ТПЛ-10-М 400/5, КТ 0,5 Пер. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17		
124	ПС 35 кВ Павловка, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.№8, ВЛ-6кВ №3	ТПЛ-10-М 200/5, КТ 0,5 Пер. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17		
125	ПС 35 кВ Павловка, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.№4, ВЛ-6кВ №4	ТПЛ-10-М 400/5, КТ 0,5 Пер. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
126	ПС 35 кВ Павловка, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.№24, ВЛ-6кВ №16	ТПЛ-10-М 600/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
127	ВЛБ-6 кВ №183, ввод 6 кВ	ТОЛ-10-1 20/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
128	ПС 35 кВ Промысловая, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод №1	ТЛК-10 50/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
129	ПС 35 кВ Промысловая, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод №2	ТЛК-10 50/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
130	ПС 35 кВ Промысловая, ввод 0,4 кВ ТСН №1	ТОП 0,66 75/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
131	ПС 35 кВ Промысловая, ввод 0,4 кВ ТСН №2	ТОП 0,66 75/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
132	ПС 35 кВ Шустово, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод №2	ТОЛ-10-1 30/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-07	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
133	ПС 35 кВ Шустово, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод №1	ТОЛ-10-1 30/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-07	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
134	ПС 35 кВ Шустово, ввод 0,4 кВ ТСН №1	ТШП-0,66 75/5, КТ 0,5S Рег. № 71402-18	-	A1805RAL- P4G-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
135	ПС 35 кВ Шустово, ввод 0,4 кВ ТСН №2	ТШП-0,66 75/5, КТ 0,5S Рег. № 71402-18	-	A1805RAL- P4G-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
136	ПС 35 кВ Кокуй, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ввод №1	ТФ3М 35Б-I ХЛ1 100/5, КТ 0,5 Рег. № 26419-04	НОМ-35-66 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 187-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
137	ПС 35 кВ Кокуй, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, ввод №2	ТФ3М 35Б-I ХЛ1 100/5, КТ 0,5 Рег. № 26419-04	НОМ-35-66 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 187-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
138	ПС 35 кВ Курбаты, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод №1	ТЛМ-10 800/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00	ЗНОЛП 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
139	ПС 35 кВ Курбаты, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод №2	ТЛМ-10 800/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00	ЗНОЛП 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
140	ПС 35 кВ Курбаты, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
141	ПС 35 кВ Трифоновка, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ввод №1	АСН-36 100/5, КТ 0,5 Рег. № 27818-04	ТJP 7 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 25432-03	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
142	ПС 35 кВ Трифоновка, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, ввод №2	АСН-36 100/5, КТ 0,5 Рег. № 27818-04	ТJP 7 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 25432-03	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
143	ПС 35 кВ Алтынная, КРУН-10 кВ №2, ВЛ 10 кВ фид.№2	ТВК-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 8913-82	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
144	ПС 35 кВ Стретенка, 1 СШ 35 кВ, ввод 1 35 кВ	ТОЛ 35 200/5, КТ 0,2S Рег. № 21256-03	НОМ-35 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 187-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
145	ПС 35 кВ Стретенка, 2 СШ 35 кВ, ввод 2 35 кВ	ТОЛ 35 200/5, КТ 0,2S Рег. № 21256-03	НОМ-35 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 187-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
146	ПС 35 кВ Ашап, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ ф.№8	ТЛК-10 100/5, КТ 0,5S Рег. № 9143-06	НАМИ-10 У2 (УХЛ2) 10000/100 КТ 0,2 Рег. № 51198-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		
147	ПС 35 кВ КНС- 5, ввод 6 кВ Т-1	ТОЛ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
148	ПС 35 кВ КНС- 5, ввод 6 кВ Т-2	ТПЛ-10-М 300/5, КТ 0,5S Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
149	ПС 35 кВ БКНС- 6, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод №1	ТЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00	ЗНОЛП 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
150	ПС 35 кВ БКНС- 6, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод №2	ТОЛ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛП 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
151	ПС 35 кВ БКНС- 6, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
152	ПС 35 кВ ДНС- 5, ввод 6 кВ Т-1	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
153	ПС 35 кВ ДНС-5, ввод 6 кВ Т-2	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-00	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
154	ПС 35 кВ Быркино, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод №1	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 59870-15	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
155	ПС 35 кВ Быркино, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод №2	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 59870-15	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
156	ПС 35 кВ Быркино, ввод 0,4 кВ ТСН №1	ТОП 0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
157	ПС 35 кВ Быркино, ввод 0,4 кВ ТСН №2	ТОП 0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
158	ПС 35 кВ Бобриковская, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод №1	ТЛМ-10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
159	ПС 35 кВ Бобриковская, ввод 0,4 кВ ТСН	ТОП 0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
160	ПС 35 кВ Ошья, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ВЛ- 35кВ Ошья- Аптугай	ТОЛ-35 50/5, КТ 0,5S Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
161	ПС 35 кВ ЦППС, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод №1	ТЛМ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-05	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
162	ПС 35 кВ ЦППС, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод №2	ТЛМ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-05	ЗНОЛП 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
163	ПС 35 кВ ЦППС, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП 0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
164	ПС 35 кВ БКНС- 5, с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТЛК 300/5, КТ 0,5S Рег. № 42683-09	ЗНОЛ 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
165	ПС 35 кВ БКНС- 5, ввод 0,4 кВ ТСН	ТОП 0,66 50/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
166	ПС 35 кВ КНС- 1, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод №1	ТЛК-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
167	ПС 35 кВ КНС- 1, ввод 0,4 кВ ТСН	ТОП 0,66 50/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
168	ПС 35 кВ Тулва- Нефтяная, с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТОЛ-10-I 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛ 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
169	ПС 35 кВ Тулва- Нефтяная, ввод 0,4 кВ ТСН 6 кВ	ТОП 0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
170	ПС 35 кВ Тулва- Нефтяная, ввод 0,22 кВ ТСН-35 кВ	ТТИ-А 50/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
171	ПС 35 кВ Осиновик, ввод 35 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-35 15/5, КТ 0,5 Рег. № 51623-12	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-09	A1805RAL- P4G-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
172	ПС 35 кВ Осиновик, ввод 35 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ-35 15/5, КТ 0,5 Рег. № 51623-12	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-09	A1805RAL- P4G-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
173	ПС 35 кВ ЦППС-2, ОРУ- 35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ввод 35 кВ	ТФЗМ35А-ХЛ1 75/5, КТ 0,5 Рег. № 8555-81	НОМ-35-66 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 187-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
174	ПС 35 кВ Аспа НГДУ, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ввод 35 кВ	ТЛО-35 200/5, КТ 0,5S Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ-35 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 70747-18	A1805RAL- P4G-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
175	ПС 35 кВ Аспа НГДУ, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, ввод 35 кВ	ТЛО-35 200/5, КТ 0,5S Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ-35 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 70747-18	A1805RAL- P4G-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
176	ПС 35 кВ Логовская, ЗРУ- 6 кВ, с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТОЛ 10-1 200/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛП 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
177	ПС 35 кВ Логовская, ввод 0,4 кВ ТСН	ТОП 0,66 100/5, КТ 0,5S Рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
178	ПС 35 кВ Таёжная, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод №1	ТЛК10-6 200/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
179	ПС 35 кВ Таёжная, ввод 0,4 кВ ТСН №1	ТОП 0,66 100/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
180	ПС 35 кВ Ергач, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.№8, ВЛ-6 кВ ф. №4	ТПФМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
181	ПС 35 кВ Чайка, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, ввод №1	АСН-36 150/5, КТ 0,5 Рег. № 27818-04	ТJP 7 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 25432-08	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
182	ПС 35 кВ Чайка, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, ввод №2	АСН-36 150/5, КТ 0,5 Рег. № 27818-04	ТJP 7 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 25432-08	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
183	КРУН-СВЛ-10 кВ №041, ввод 10 кВ	ТОЛ-10 30/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
184	ПС 110 кВ Слудка, ЗРУ-6 кВ НПС Чернушка, 1 с.ш.-6 кВ, яч. 6	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 25433-03	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
185	ПС 110 кВ Слудка, ЗРУ-6 кВ НПС Чернушка, 1 с.ш.-6 кВ, яч. 4	ТЛО-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 25433-03	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
186	ПС 110 кВ Слудка, ЗРУ-6 кВ НПС Чернушка, 2 с.ш.-6 кВ, яч. 24	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 25433-03	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
187	ПС 110/35/6 кВ "Москудья", Ввод 6 кВ №1	ТЛК-10 1000/5, КТ 0,5S Рег. № 9143-06	НАМИТ-10-2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
188	ПС 110/35/6 кВ "Москудья", Ввод 6 кВ №2	ТЛК-10 1000/5, КТ 0,5S Рег. № 9143-06	НАМИТ-10-2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
189	ПС 110/35/6 кВ "Москудья", ТСН №1 0,4 кВ	ТШП 0,66 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15173-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
190	ПС 110/35/6 кВ "Москудья", ТСН №2 0,4 кВ	ТШП 0,66 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15173-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
191	ВЛБ-10 кВ Сыповское м/н, ввод 10 кВ	ТОЛ 10-1 50/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-96	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12		
192	ВЛБ-10 кВ Сагринское м/н, ввод 10 кВ	ТОЛ 10-1 30/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-96	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-02	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12		
193	КТП-6 кВ №1607, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		
194	ВЛ-6 кВ фид.№08 от ПС Чашкино, оп.№25/1, ПКУ- 6 кВ ЛБ-084	ТОЛ-10 75/5, КТ 0,5 Рег. № 7069-07	-	Меркурий 234 ART2-00 Р КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		
195	ПС 35 кВ Кривое, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.13, КВЛ-6 кВ фид.№13	ТОЛ-10-1 75/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП.4-6 У2 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
196	ПС 35 кВ Кривое, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.2, КВЛ-6 кВ фид.№2	ТОЛ-10-1 75/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП.4-6 У2 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
197	КТП-10 кВ Азанова М.В., РУ-0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		
198	ВЛБ-6 кВ №083, ввод 6 кВ	ТЛК-10 75/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
199	КТПС-6 кВ №0304, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	ТЛК-10 75/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83	-	Меркурий 234 ARTMX2-01 DPBR.G КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
200	КТП-6 кВ №1606, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	-	-	ПСЧ- 4TM.05МК.20 КТ 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		
201	ВЛБ-10 кВ №142, ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 50/5, КТ 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНИОЛ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 25927-09	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G КТ 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		
202	ВЛБ-10 кВ №141, ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 30/5, КТ 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛ-СЭЩ-10- 21М 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 35956-07	ПСЧ- 4TM.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
203	ВЛБ-10 кВ №144, ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 50/5, КТ 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 УХЛ2 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51676-12	ЦЭ6850М 2Н1РШ31 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20176-06		
204	ВЛБ-10 кВ №143, ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 50/5, КТ 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 УХЛ2 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51676-12	ЦЭ6850М 2Н1РШ31 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 20176-06		
205	РП-ДНС-0409 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.3	ТЛО-10 М1 200/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10- М1-У2 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 40014-08	СЭТ- 4TM.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		
206	РП-ДНС-0409 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.9	ТЛО-10 М1 200/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10- М1-У2 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 40014-08	СЭТ- 4TM.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
207	РП-ДНС-0409 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП М-0,66 100/5, КТ 0,5S Рег. № 59924-15	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327, рег. № 19495-03	УССВ-2, рег. № 54074-13 / сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
208	РП-ДНС-0409 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП М-0,66 100/5, КТ 0,5S Рег. № 59924-15	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
209	2БКТП-0201 6 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 У3 100/5, КТ 0,5S Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
210	ВЛБ-6 кВ №021, ввод 6 кВ	ТЛК-СТ-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 58720-14	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-97	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		

Примечания:

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 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. 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.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1-3	Активная Реактивная	0,4 0,9	0,9 1,6
4, 5, 8, 9, 14, 16, 21-25, 32, 36, 52-56, 59, 60, 65-68, 71-82, 85, 86, 89-97, 108, 109, 112- 129, 132, 133, 136-139, 141, 142, 147, 149, 150, 152-155, 158, 161, 162, 166, 168, 171-173, 176, 178, 180-183, 191, 192, 194-196, 198	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,2 5,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
6, 7, 10-13, 15, 19, 20, 26-31, 33-35, 41-44, 62- 64, 69, 70, 83, 84, 98, 99, 148, 160, 164, 174, 175, 187, 188, 201, 203, 205, 206, 210	Активная Реактивная	1,1 2,7	2,2 3,7
17, 18	Активная Реактивная	0,9 1,9	1,8 3,2
37, 38, 102, 103, 184- 186	Активная Реактивная	1,0 2,6	2,9 4,5
39, 40, 204	Активная Реактивная	1,0 2,6	1,7 2,7
45-50, 143	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,1 5,1
51, 104, 105, 146, 202	Активная Реактивная	1,0 2,4	2,1 3,6
57, 58, 61, 87, 88, 110, 111, 130, 131, 140, 151, 156, 157, 159, 163, 165, 167, 169, 170, 179, 189, 190, 199	Активная Реактивная	0,9 2,3	3,1 5,1
100, 101, 144, 145	Активная Реактивная	0,7 1,7	1,2 1,9
106, 107	Активная Реактивная	0,4 1,1	1,0 1,7
134, 135, 177, 207-209	Активная Реактивная	0,9 2,3	2,1 3,6
193, 197, 200	Активная Реактивная	1,8 4,6	5,5 10,2
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), с			±5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от плюс 5 °С до плюс 35 °С			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	210
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 50 от + 21 до + 25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для серверов ИВК, °C температура окружающей среды для УСПД, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от - 60 до + 40 от + 5 до + 35 от + 10 до + 30 от + 15 до + 25 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04) ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. №№ 50460-12, 50460-18) ПСЧ-4ТМ.05МД (рег. №№ 51593-12) ЕвроАльфа (рег. № 16666-07) Альфа А1800 (рег. №№ 31857-06, 31857-11) Меркурий 234 (рег. № 48266-11) Меркурий 234 (рег. № 75755-19) ЦЭ6850М (рег. № 20176-06) Сервер точного времени СТВ-01 (рег. № 49933-12) - время наработки на отказ, ч, не менее УССВ-2 (рег. № 54074-13): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: СИКОН С70: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее RTU-300 (рег. № 19495-03): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Серверы ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 220000 90000 165000 165000 50000 120000 220000 320000 160000 100000 74500 70000 40000 100000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
СЭТ-4ТМ.03	
-каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	113,7
СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12, 36697-17)	
-каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	114
ЕвроАльфа (рег. № 16666-07)	
- каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут составляет, сут, не менее	336
Альфа А1800 (рег. №№ 31857-06, 31857-11)	
- графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут, не менее	1200
Меркурий 234 (рег. № 48266-11)	
- каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут, сут	170
Меркурий 234 (рег. № 75755-19)	
- каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 60 минут, сут	123
ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 50460-12)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	114
ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. №№ 50460-18)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	113
ПСЧ-4ТМ.05МД (рег. №№ 51593-12)	
- при 8-и канальном профиле со временем интегрирования 30 минут, сут;	136
- при 4-х канальном профиле со временем интегрирования 30 минут, сут.	248
ЦЭ6850М (рег.№ 20176-06)	
- графиков активных мощностей, усредненных на 30-минутном интервале, до, сут	50
УСПД:	
СИКОН С70 (рег. № 28822-05)	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее	45
RTU-300 (рег. № 19495-03):	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее	45
Серверы ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика и УСПД;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - серверов ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на серверах ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 110	3
	ІМВ123	6
	ТАТ	18
	TG 145N	15
	TG 145N1	12
	TG145	6
	TG145 N	6
	TPU 7	6
	АСН-36	12
	T-0,66 У3	3
	ТВ-110	6
	ТВК-10	2
	ТВЛМ-10	10
	ТЛК	2
	ТЛК-10	16
	ТЛК10-6	6
	ТЛК-СТ-10	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	26
	ТЛО-10	12
	ТЛО-10 М1	6
	ТЛО-35	6
	ТЛП-10	8
	ТОГ-110	6
	ТОЛ 10-1	7
	ТОЛ 35	12
	ТОЛ-10	28
	ТОЛ-10-1	12
	ТОЛ-10-І	2
	ТОЛ-35	12
	ТОЛ-НТЗ-10	12
	ТОЛ-СЭЩ-10	4
	ТОЛ-СЭЩ-35	12
	ТОП 0,66	48
	ТОП М-0,66	6
	ТОП-0,66	6
	ТОП-0,66 УЗ	6
	ТПЛ-10	24
	ТПЛ-10-М	42
	ТПЛМ-10	2
	ТПОЛ-10	4
	ТПФМ-10	2
	ТРГ-110 II*	6
	ТТИ-А	3
	ТФЗМ35А-ХЛ1	6
	ТФЗМ 35А-У1	2
	ТФЗМ 35Б-І ХЛ1	4
	ТФЗМ-110Б-1У1	12
	ТФМ-110	15
	ТФН-35М	10
	ТШП 0,66	6
	ТШП-0,66	6
Трансформатор напряжения	СРВ 123	18
	ТЈР 7	18
	TVI145	6
	VRQ3n/S2	6
	VTA 145	18
	ЗНИОЛ	3
	ЗНОГ-110	6
	ЗНОЛ	9
	ЗНОЛ.06	27
	ЗНОЛП	54
	ЗНОЛП.4-6 У2	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10 УХЛ2	6
	ЗНОЛП-ЭК-10-М1-У2	6
	ЗНОЛ-СЭЩ-10	6
	ЗНОЛ-СЭЩ-10-21М	3
	ЗНОМ-35-65	37
	НАЛИ-НТЗ-35	2
	НАЛИ-СЭЩ-35	2
	НАМИ-10	5
	НАМИ-10 У2 (УХЛ2)	1
	НАМИ-10-95УХЛ2	2
	НАМИ-110 УХЛ1	18
	НАМИ-35 УХЛ1	4
	НАМИТ-10	12
	НАМИТ-10-2	2
	НКФ-110-57	9
	НКФ-110-57 У1	27
	VCU-123	3
	НКФ110-83У1	3
	НОМ-35	4
	НОМ-35-66	6
	НТМИ-10	2
	НТМИ-6	4
	НТМИ-6-66	7
Счетчик электрической энергии	A1802RALQ-P4GB-DW-4	8
	A1805RAL-P4GB-DW-4	3
	A1805RAL-P4G-DW-4	7
	A1805RL-P4GB-DW-4	2
	EA02RALX-P3B-4	2
	Меркурий 234 ART2-00 P	1
	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G	1
	Меркурий 234 ARTMX2-01 DPBR.G	1
	ПСЧ-4ТМ.05МД.01	10
	ПСЧ-4ТМ.05МД.05	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	3
	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	3
	СЭТ-4ТМ.03	2
	СЭТ-4ТМ.03М	5
	СЭТ-4ТМ.03М.01	133
	СЭТ-4ТМ.03М.09	25
	СЭТ-4ТМ.03М.16	1
	ЦЭ6850М 2Н1РШ31	2
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	RTU-327	1
	СИКОН С70	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Сервер точного времени	СТВ-01	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Серверы ИВК	сервер ИВК ООО «БСК»	1
	сервер ИВК ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»	1
Автоматизированное рабочее место	-	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/314/24	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ». МВИ 26.51/314/24, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», г. Самара. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»
(ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ»)

ИНН 5902201970

Юридический адрес: 614068, Пермский край, г. Пермь, ул. Ленина, д. 62

Телефон: 8 (342) 235-66-48

E-mail: lp@lp.lukoil.com

Изготовитель

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

ИНН 7714348389

Адрес: 125124, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, к. 12, эт. 2, помещ. II, ком. 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

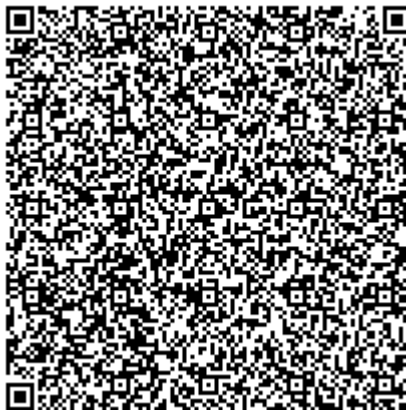
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: 8 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93551-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Благо-Верхняя Хава»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Благо-Верхняя Хава» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер типа HP ProDesk 400 G7 (далее - сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;
- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК.

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

Передача информации в энергоснабжающую организацию, с последующей передачей в ПАК АО «АТС», с подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотношены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая обеспечивает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3, и при расхождении ± 1 с и более сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще 1 раза в сутки.

Журналы событий счетчика и сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер 125 нанесен на маркировочную табличку типографским способом, которая крепится на корпус сервера ИВК АИИС КУЭ.

Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР Плюс 2023». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО «АльфаЦЕНТР Плюс 2023» соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АльфаЦЕНТР Плюс 2023»

Идентификационные данные	Значения
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2022.10.12.59
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology2.dll
Цифровой идентификатор ПО	39989384cc397c1b48d401302c722b02
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	КТП 10 кВ РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66У3 1000/5 кл. т. 0,5 рег. № 15764-96	–	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 36355-07	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G7 Small Form Factor PC
2	КТП 9-2 10 кВ РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.5, ВЛ 10 кВ ф.9	ТОЛ 10 300/5 кл. т. 0,5 рег. № 7069-79	ЗНОЛ (10000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
3	КТП 9-2 10 кВ РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.10, ВЛ 10 кВ ф.4	ТОЛ 10 300/5 кл. т. 0,5 рег. № 7069-79	НОЛ-НТЗ-10 (10000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 51677-12	СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
4	КЛ 10 кВ ф.114, ВЛ-10 кВ, оп.№2, ПКУ-10 кВ	ТЛО-10 100/5 кл. т. 0,5S рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК (10000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 68841-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
5	КЛ 10 кВ ф.211, ВЛ-10 кВ, оп.№2, ПКУ-10 кВ	ТЛО-10 100/5 кл. т. 0,5S рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК (10000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 68841-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	

Примечания:

- 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.
- Допускается замена УСВ на аналогичный утвержденного типа.
- Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 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.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
4, 5	Активная	1,1	1,8
	Реактивная	2,8	3,2
2, 3	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,8	4,8
1	Активная	0,9	2,9
	Реактивная	2,4	4,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), с			± 5
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3. Границы погрешности результатов измерений приведены: – для нормальных условий: при $\cos \varphi = 0,9$ и силе тока равной 100 % от $I_{1 \text{ ном}}$; – для рабочих условий: при $\cos \varphi = 0,8$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от плюс 10 °С до плюс 30 °С, а также силе тока равной 2 % от $I_{1 \text{ ном}}$ для ИИК, содержащих трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S, и 5 % от $I_{1 \text{ ном}}$ для ИИК, содержащих ТТ класса точности 0,5.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – ток, % от $I_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от + 21 до + 25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – для ИК, содержащих ТТ класса точности 0,5S – для ИК, содержащих ТТ класса точности 0,5 – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5_{инд.} до 1 от 0,8_{емк.} до 1 от 49,6 до 50,4 от - 40 до + 40 от - 40 до + 60 от + 10 до + 35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03.01 ПСЧ-4ТМ.05М.04 ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	90000 140000 165000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее СЭТ-4ТМ.03.01, ПСЧ-4ТМ.05М.04, ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера ИВК:
 - параметрирования;
 - коррекции времени.
- коррекции времени в сервере ИВК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
	ТОЛ 10	4
	Т-0,66УЗ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3
	ЗНОЛ-ЭК	6
	НОЛ-НТЗ-10	3
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М.04	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01	2
	СЭТ-4ТМ.03.01	2
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер	HP ProDesk 400 G7 Small Form Factor PC	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.125.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Благо-Верхняя Хава», 69729714.411713.125.МВИ, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», г. Самара, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Благо-Верхняя Хава»
(ООО «Благо-Верхняя Хава»)

ИНН 2310165912

Юридический адрес: 396110, Воронежская обл., м.р-н Верхнехавский,
с.п. Верхнехавское, с. Верхняя Хава, ул. Калинина, зд. 1У/14

Телефон: (473) 206-94-87

Изготовитель

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

ИНН 7705939064

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9

Телефон: (916) 295 36 77

E-mail: eierygin@gmail.com

Испытательный центр

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

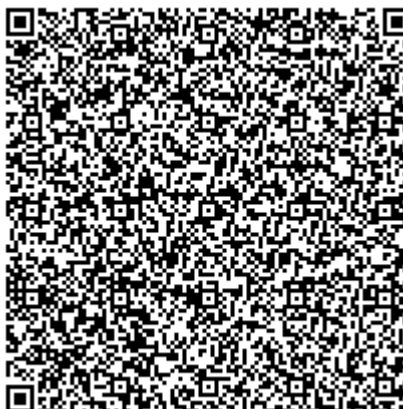
ИНН 9705008559

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: (910) 403 02 89

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93552-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) NRG-Благо

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) NRG-Благо (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, 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 информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0».

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АИИС КУЭ, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность получать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Передача информации от сервера АИИС КУЭ или АРМ коммерческому оператору с электронной подписью субъекта ОРЭМ, системному оператору и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 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 предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус сервера в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) NRG-Благо.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Строительная, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 14	ТОЛ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	НАЛИ-СЭЩ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
2	ПС 110 кВ Строительная, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 21	ТОЛ-СЭЩ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-06		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
3	ПС 110 кВ Строительная, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 6	ТОЛ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	НАЛИ-СЭЩ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
4	ПС 110 кВ Новая, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 6	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
5	ПС 110 кВ Новая, РУ 6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 45	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
6	ПС 110 кВ Стрела, КРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф. СТ-5 10 кВ	ТОЛ10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 76142-19		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ЦРП-2 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 17 ввод № 2 (СТ-6)	ТОЛ-10-I 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 60002-15	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная
8	ТП Ст-3-18/400 кВА 10 кВ, ввод 0,4 кВ (СТ-3)	ТТН 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 75345-19	—	СЕ 303 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная

П р и м е ч а н и я

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.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.

3 Допускается замена серверов АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений

5 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.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, ($\pm \delta$), %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm \delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 3 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
4; 5 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,9	1,2	2,0	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,9	1,2	2,0	1,6	2,1	2,6
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,3	3,3
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,0	3,0	5,4	2,7	3,4	5,7
6; 7 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,8	3,0	5,5	2,3	3,5	5,8
8 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,7	2,9	5,4	2,2	3,4	5,6
Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, ($\pm \delta$), %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm \delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$		
1	2	3	4	5	6		
1 - 3 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8		
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,3	3,9		
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	5,6	4,4		
4; 5 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,9	1,4	3,9	3,7		
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,9	1,4	3,9	3,7		
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,7	4,2	3,8		
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,7	4,5		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	5,6	4,4
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,6	3,0	5,8	4,5
7 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,9	1,2	2,6	2,1
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,5	3,0	2,3
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,5	4,7	3,1
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	4,8	3,2
8 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,5	1,0	2,3	2,0
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,2	1,3	2,8	2,2
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,2	2,4	4,6	3,0
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	4,7	3,1

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с

П р и м е ч а н и я

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +40 °С.

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 140000 3 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	 45 5 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал серверов:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и серверах;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
- испытательной коробки;
- серверов (серверных шкафов);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчиков;
- серверов.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в серверах (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	2
Трансформатор тока	ТТН	3
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ	1
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	5
Счетчик электрической энергии	МИР С-03	1
Счетчик электрической энергии	СЕ 303	2
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Промышленный компьютер	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	1
Формуляр	АСВЭ 476.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) NRG-Благо», аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ» г. Самара, аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 14.08.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРДЖИ ГРУП»
(ООО «ЭНЕРДЖИ ГРУП»)

ИНН 5260488780

Юридический адрес: 603000, г. Нижний Новгород, ул. Алексеевская, д. 6/16, оф. 312

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

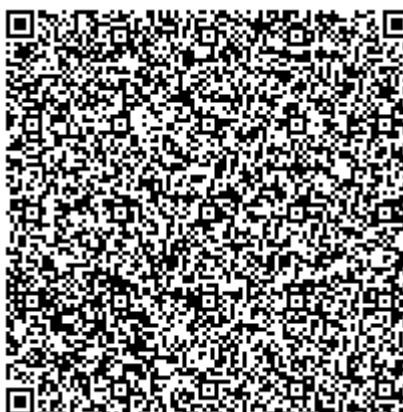
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314846.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93553-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Праксайр Азот Тольятти»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Праксайр Азот Тольятти» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации,

в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений производится со второго уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ ± 2 с и более производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус сервера в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Праксайр Азот Тольятти».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Наименование программного модуля ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Наименование программного модуля ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Наименование программного модуля ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Наименование программного модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Наименование программного модуля ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Наименование программного модуля ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Наименование программного модуля ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Наименование программного модуля ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Наименование программного модуля ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Наименование программного модуля ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ ГПП-70, ЗРУ 6 кВ, яч. 47	ТЛК-СТ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
2	ПС 110 кВ ГПП-70, ЗРУ 6 кВ, яч. 33	ТЛК-СТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58720-14		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
3	ПС 110 кВ ГПП-70, РУ-I 6 кВ, яч. 39	ТЛК-СТ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58720-14		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
4	ПС 110 кВ ГПП-70, ЗРУ 6 кВ, яч. 34	ТЛК-СТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
5	ПС 110 кВ ГПП-70, ЗРУ 6 кВ, яч. 42	ТЛК-СТ 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58720-14		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС 110 кВ ГПП-70, ЗРУ 6 кВ, яч. 46	ТЛК-СТ 500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
7	ПС 110 кВ ГПП-70, ЗРУ 6 кВ, яч. 44	ТЛК-СТ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58720-14		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
8	ПС 110 кВ ГПП-70, ЗРУ 6 кВ, яч. 1А	ТОЛ-10-І 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
9	ПС 110 кВ ГПП-70, ЗРУ 6 кВ, яч. 6	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.02М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
10	ПС 110 кВ ГПП-70, ЗРУ 6 кВ, яч. 23	ТОЛ-10-І 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.02М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
11	ПС 110 кВ ГПП-70, ЗРУ 6 кВ, яч. 17	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.02М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ПС 110 кВ ГПП-70, ЗРУ 6 кВ, яч. 43	ТЛК-СТ 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
Примечания 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. 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 3 Допускается замена серверов АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений 5 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.						

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)							
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %				
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$		
1 - 12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7		
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4		
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6		
Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)							
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %					
		$\cos \varphi = 0,8$		$\cos \varphi = 0,5$		$\cos \varphi = 0,8$		$\cos \varphi = 0,5$	
1 - 12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1		1,5		3,9		3,6	
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6		1,8		4,2		3,7	
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4		2,7		5,5		4,2	
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с									
Примечания									
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).									
2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от $+5$ до $+40$ °С.									
3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.									

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 5 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от $+21$ до $+25$

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 2 100000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	56 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера (серверного шкафа);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	24
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	6
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	8
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.02М	4
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Промышленный компьютер	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1
Формуляр	АСВЭ 503.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Праксайр Азот Тольятти», аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ» г. Самара, аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 14.08.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

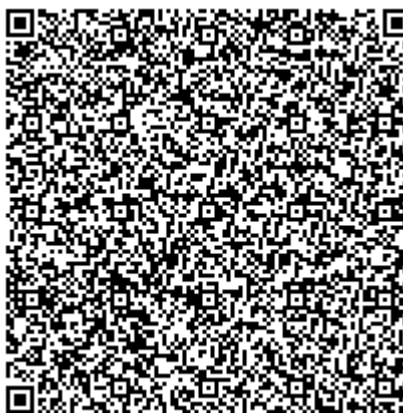
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314846.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93554-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Спецнефтематериалы»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Спецнефтематериалы» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчик активной и реактивной электрической энергии (счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР» (далее по тексту – сервер ИВК), устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Сервер ИВК АИИС КУЭ с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электрической энергии и считывает с них тридцатиминутный профиль нагрузки для каждого канала учета и журналы событий.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Сервер ИВК или АРМ ИВК АИИС КУЭ один раз в сутки, в соответствии с регламентами ОРЭМ, формирует отчеты в формате XML. Передача отчетов XML с сервера ИВК или АРМ ИВК в программно-аппаратные комплексы АО "АТС", регионального филиала АО "СО ЕЭС" и прочим заинтересованным субъектам ОРЭМ осуществляется с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП), и реализуется по каналу связи сети Интернет.

Сервер ИВК или АРМ ИВК АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от АИИС КУЭ смежных участников ОРЭМ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит УСВ, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сервер ИВК АИИС КУЭ периодически, не реже одного раза в один час, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ, и при расхождении на величину равную ± 1 с и более, производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК равного ± 2 с и более выполняется коррекция шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчиков электрической энергии, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер 02/24 АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера ИВК, типографским способом. Дополнительно заводской номер 02/24 указан в формуляре АИИС КУЭ, что позволяет идентифицировать заводской номер АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительного канала (далее – К) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительного канала АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИБК
1	РП-7 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 37	ТОЛ-НТЗ 75/5 КТ 0,5S Рег. № 69606-17	НТМИ-10 УЗ 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 51199-18	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3, рег. № 64242-16 / Сервер, совместимый с платформой x86-x64

Примечания:

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 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. 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.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики измерительного канала (далее – ИК) АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1	Активная Реактивная	1,3 2,1	2,6 6,8
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), с			± 5
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,9$, токе ТТ, равном 2% от $I_{ном}$, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 °С до +35 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	1
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 95 до 105 от 2 до 120 0,8 50 от + 21 до + 25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,9 _{емк} от 49,6 до 50,4 от - 40 до + 40 от + 5 до + 35 от + 10 до + 30 от 80,0 до 106,7 98

Наименование характеристики	Значение
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК.00: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 45000 2 50000 1
Глубина хранения информации Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК.00: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - коррекции времени в счетчике;
 - формирования обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики счетчика;
 - отсутствия напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерыва питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- в журнале событий сервера ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования ЭЦП);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчике электрической энергии (функция автоматизирована);

- сервере (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о состоянии средств измерений;
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10 УЗ	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Документация		
Формуляр-паспорт	ФО-ПС 26.51/312/24	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Спецнефтематериалы» МВИ 26.51/312/24, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Спецнефтематериалы» (АО «Спецнефтематериалы»)
ИНН 3441009323
Юридический адрес: 400006, г. Волгоград, ул. им. Шкирятова, д. 23
Телефон: +7 (8442) 26-39-99
E-mail: reseption@spetsnm.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энерготехнологий ТЭС»
(ООО «Центр энерготехнологий ТЭС»)

ИНН 3443124794

Адрес: 400010, г. Волгоград, ул. Великолукская, д. 24

Телефон: +7 (8442) 60-99-76

E-mail: admin@energoprof.ru

Испытательный центр

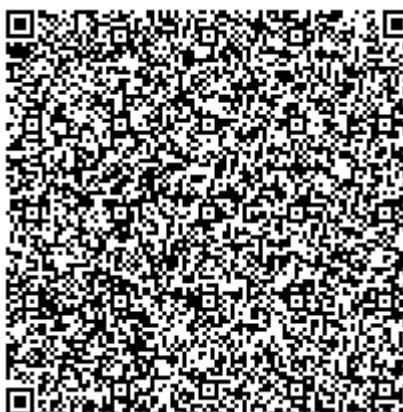
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: 8 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93555-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Лукойл-Волгограднефтепереработка»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Лукойл-Волгограднефтепереработка» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее-УСПД) - устройство сбора и передачи данных RTU-325S, каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) (далее по тексту - сервер ИВК), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее-УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая

для интервалов времени 30 мин;

– средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений АИИС КУЭ передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации и ее передача на сервер ИВК. На сервере ИВК осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Сервер ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-3, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

УСПД, периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и при расхождении ± 1 с и более, УСПД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени сервера ИВК от шкалы времени УСПД равного ± 1 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени сервера ИВК.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется периодически с установленным интервалом проверки текущего времени. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер 03/24 АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера ИВК, типографским способом. Дополнительно заводской номер 03/24 указан в формуляре АИИС КУЭ, что позволяет идентифицировать заводской номер АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий»

в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	12.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ТЭЦ-2 ГРУ-6кВ Яч.3	ТПОЛ-10М 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 47958-16	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07	УСВ-3, пер. № 64242-16 / RTU-325S-E2-M2, пер. № 53722-13	сервер ИВК
2	ТЭЦ-2 ГРУ-6кВ Яч.5	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
3	ТЭЦ-2 ГРУ-6кВ Яч.7	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
4	ТЭЦ-2 ГРУ-6кВ Яч.9	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
5	ТЭЦ-2 ГРУ-6кВ Яч.10	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.19	ТПОЛ-10М 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 47958-16	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07	УСВ-3, пер. № 64242-16 / RTU-325S-E2-M2, пер. № 53722-13	сервер ИВК
7	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.21	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
8	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.23	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
9	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.24	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
10	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.25	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
11	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.26	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
12	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.32	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
13	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.34	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
14	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.40	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
15	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.42	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.44	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07	УСВ-3, пер. № 64242-16 / RTU-325S-E2-M2, пер. № 53722-13	сервер ИВК
17	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.52	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
18	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.53	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
19	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.54	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
20	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.56	ТОЛ 10-1 1500/5, КТ 0,5 Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
21	ТЭЦ-2 ГРУ- 6кВ Яч.58	ТОЛ 10-1 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	ЗНОЛ-06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	EA05RL-P2-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
22	ТЭЦ-2 ОРУ- 35кВ Яч.11	ТВ35-II-2 600/5, КТ 0,2S Пер. № 19720-05	ЗНОЛ-35III 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 46738-11	A1802RL-P4G- DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11		
23	ТЭЦ-2 ОРУ- 35кВ Яч.3	ТВ35-II-2 600/5, КТ 0,2S Пер. № 19720-05	ЗНОМ-35 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 912-54	A1802RL-P4G- DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11		
24	ЦРП-4 РУ-6кВ Яч.1	ТШЛ-СЭЩ-10- 01 2500/5, КТ 0,2S Пер. № 51624-12	ЗНОЛП-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 46738-11	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
25	ЦРП-4 РУ-6кВ Яч.18	ТШЛ-СЭЩ-10- 01 2500/5, КТ 0,2S Пер. № 51624-12	ЗНОЛП-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 46738-11	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
26	ЦРП-4 РУ-6кВ Яч.45	ТШЛ-СЭЩ-10-01 2500/5, КТ 0,2S Пер. № 51624-12	ЗНОЛП-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 46738-11	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07	УСВ-3, пер. № 64242-16 / RTU-325S-E2-M2, пер. № 53722-13	сервер ИВК
27	ЦРП-4 РУ-6кВ Яч.60	ТШЛ-СЭЩ-10-01 2500/5, КТ 0,2S Пер. № 51624-12	ЗНОЛП-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 46738-11	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
28	ЦРП-5 РУ-6кВ Яч.41	ТЛШ-10 2000/5, КТ 0,2S Пер. № 47957-11	ЗНОЛП-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 46738-11	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
29	ЦРП-5 РУ-6кВ Яч.20	ТЛШ-10 2000/5, КТ 0,2S Пер. № 47957-11	ЗНОЛП-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 46738-11	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
30	ЦРП-5 РУ-6кВ Яч.27	ТЛШ-10 2000/5, КТ 0,2S Пер. № 47957-11	ЗНОЛП-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 46738-11	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
31	ЦРП-5 РУ-6кВ Яч.6	ТЛШ-10 2000/5, КТ 0,2S Пер. № 47957-11	ЗНОЛП-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 46738-11	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
32	ЦРП-5 ЗРУ-35кВ Яч.1	ТОЛ 35 1000/5, КТ 0,2S Пер. № 21256-03	НАМИ-35 35000/100 КТ 0,5 Пер. № 60002-15	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
33	ЦРП-5 ЗРУ-35кВ Яч.10	ТОЛ 35 1000/5, КТ 0,2S Пер. № 21256-03	НАМИ-35 35000/100 КТ 0,5 Пер. № 60002-15	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
34	ЦРП-6 РУ-6кВ Яч.113	ТОЛ-10-1У2 1500/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-97	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
35	ЦРП-6 РУ-6кВ Яч.114	ТОЛ-10-1У2 1500/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-97	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
36	ЦРП-6 РУ-6кВ Яч.210	ТОЛ-10-1У2 1500/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-97	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07	УСВ-3, пер. № 64242-16 / RTU-325S-E2-M2, пер. № 53722-13	сервер ИВК
37	ЦРП-6 РУ-6кВ Яч.211	ТОЛ-10-1У2 1500/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-97	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
38	ЦРП-6 РУ-6кВ Яч.309	ТОЛ-10-1У2 1500/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-97	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
39	ЦРП-6 РУ-6кВ Яч.310	ТОЛ-10-1У2 1500/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-97	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
40	ЦРП-6 РУ-6кВ Яч.414	ТОЛ-10-1У2 1500/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-97	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
41	ЦРП-6 РУ-6кВ Яч.415	ТОЛ-10-1У2 1500/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-97	ЕА05RL-B-3 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
42	ЦРП-6 РУ-6кВ Яч.112 ТСН-1	ТШП-0,66 400/5, КТ 0,2S Пер. № 47957-11	-	ЕА05RL-B-4 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
43	ЦРП-6 РУ-6кВ Яч.413 ТСН-2	ТШП-0,66 400/5, КТ 0,2S Пер. № 47957-11	-	ЕА05RL-B-4 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
44	ЦРП-7 110 кВ Т-1	TG 145N 200/1, КТ 0,2S Пер. № 30489-09	СРВ 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 47844-11	ЕА05RL-P2B-4 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		
45	ЦРП-7 110 кВ Т-2	TG 145N 200/1, КТ 0,2S Пер. № 30489-09	СРВ 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 47844-11	ЕА05RL-P2B-4 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 16666-07		

Продолжение таблицы 2

Примечания:	
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 2 метрологических характеристик.	
2. Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.	
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).	
4. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.	
5. 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.	

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1, 6, 20	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,6	4,5
2-5, 7-19, 21, 24-41	Активная	0,9	1,8
	Реактивная	1,7	1,9
22, 23	Активная	0,7	1,2
	Реактивная	1,7	1,9
42, 43	Активная	0,6	1,6
	Реактивная	0,9	1,6
44, 45	Активная	0,7	1,7
	Реактивная	1,1	1,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), с			± 5
Примечания:			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.			
3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от плюс 5 °С до плюс 35 °С			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	45
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$	от 98 до 102 от 100 до 120

Продолжение таблицы 4

1	2
- коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков, °С	0,9 50 от + 21 до + 25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для сервера ИВК, °С - температура окружающей среды для УСПД, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от - 60 до + 40 от + 5 до + 35 от + 10 до + 30 от + 15 до + 25 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ЕвроАльфа (рег. 16666-07) Альфа А1800 (рег. 31857-11) УСВ-3 (рег. № 64242-16): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: RTU-325S (рег. № 53722-13): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	50000 120000 45000 50000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: ЕвроАльфа (рег. № 16666-07) - каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут составляет, сут, не менее Альфа А1800 (рег. № 31857-11) - графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут, не менее УСПД: RTU-325S - архива коммерческого интервала (по умолчанию) за сутки, сут, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	336 1200 45 3,5

Надежность системных решений:

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

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика и УСПД;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	TG 145N	6
	ТВ35-II-2	6
	ТЛШ-10	8
	ТОЛ 10-1	38
	ТОЛ 35	4
	ТОЛ-10-1У2	16
	ТПОЛ-10М	4
	ТШЛ-СЭЩ-10-01	8
Трансформатор напряжения	ТШП-0,66	6
	СРВ 123	6
	ЗНОЛ-06-6У3	12
	ЗНОЛ-35III	3
	ЗНОЛП-6	24
	ЗНОМ-35	3
	НАМИ-35	2
Счетчик электрической энергии	НАМИТ-10	4
	A1802RL-P4G-DW-4	2
	EA05RL-B-3	18
	EA05RL-B-4	2
	EA05RL-P2-B-3	21
	EA05RL-P2B-4	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	RTU-325S-E2-M2	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/317/24	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Лукойл-Волгограднефтепереработка». МВИ 26.51/317/24, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», г. Самара. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» (ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»)
ИНН 3448017919
Юридический адрес: 400029, г. Волгоград, ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 55
Телефон: 8 (8442) 96-34-90
E-mail: refinery@vnpz.lukoil.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ» (ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)
ИНН 7714348389
Адрес: 125124, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, к. 12, эт. 2, помещ. II, ком. 9
Телефон: 8 (495) 230-02-86
E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

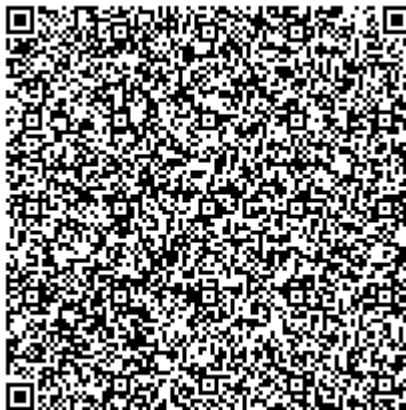
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: 8 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» октября 2024 г. № 2506

Регистрационный № 93556-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала «Барнаульская теплосетевая компания» АО «СГК-Алтай»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала «Барнаульская теплосетевая компания» АО «СГК-Алтай» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), multifunctionalные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа ЭНКС-2, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АИИС КУЭ, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ. Сервер АИИС КУЭ имеет возможность получать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Передача информации от сервера АИИС КУЭ или АРМ коммерческому оператору с электронной подписью субъекта ОРЭМ, системному оператору и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 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 предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемников.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ более $\pm 0,1$ с (программируемый параметр) производится синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ ± 1 с (программируемый параметр) и более производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус серверного шкафа в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала «Барнаульская теплосетевая компания» АО «СГК-Алтай».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологической значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Наименование программного модуля ПО	pso_metr.dll
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	РП-49 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 1	ТОЛ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
2	РП-49 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 2	ТОЛ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная реактивная
3	ЦТП Лесной тракт 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТТ-В 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 60939-15	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
4	ЦТП Лесной тракт 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТТ-В 1500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 60939-15	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
5	ПС 110 кВ Сиреневая, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 114	ТОЛ-СЭЩ 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
6	ПС 110 кВ Сиреневая, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 205	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ЦТП № 523 0,4 кВ, ВРУ-0,4 кВ	ТШП 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 Сервер АИИС КУЭ: VMware Virtual Platform	активная реактивная
8	ТП-16 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТТН 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58465-14	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11		активная реактивная
9	ТП-16 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТТН 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58465-14	—	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная реактивная

П р и м е ч а н и я

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.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.

3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений

5 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.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1, 2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
3, 4, 7 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,6	3,4	5,6
5 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,0	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,0	1,6	2,1	2,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,3	3,3
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	3,0	5,4	2,7	3,4	5,7
6 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	1,1	1,9	0,9	1,3	2,1
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,5	2,7	1,1	1,7	2,8
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,9	5,3
8, 9 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %			
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$		
1	2	3	4	5	6		
1, 2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	4,0	3,8		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,3	3,9		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,7	5,6	4,4		
3, 4, 7 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,9	3,7		
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,9	3,7		
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,2	3,8		
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,7	4,5		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
5 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,9	1,4	3,9	3,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,9	1,4	3,9	3,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,7	4,2	3,8
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,7	4,5
6 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,6	1,1	2,4	2,1
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,3	1,4	2,9	2,2
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,5	4,6	3,0
8, 9 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	5,5	4,3

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с

П р и м е ч а н и я

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до $+40$ °С.

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	9
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	140000 3 70000 1 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 5 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
 - испытательной коробки;
 - сервера (серверного шкафа);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	9
Трансформатор тока	ТТ-В	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор тока	ТШП	3
Трансформатор тока	ТТН	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	6
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М	1
Устройство синхронизации системного времени	ЭНКС-2	1
Сервер АИИС КУЭ	VMware Virtual Platform	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	АСВЭ 492.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала «Барнаульская теплосетевая компания» АО «СГК-Алтай», аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ» г. Самара, аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 14.08.2015.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «СГК-Алтай» (АО «СГК-Алтай»)

ИНН 2224152758

Юридический адрес: 656037, Алтайский край, г. Барнаул, ул. Бриллиантовая, д. 2

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314846.

