

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 23 » _____ января 2024 г. № 180

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а)	Изготовитель	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 автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Томскнефтехим"	Обозначение отсутствует	Е	91099-24	1012	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Томскнефтехим" (ООО "Томскнефтехим"), г. Томск	ОС	МП СМО-1309-2023	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	13.09.2023
2.	Системы видеоизмерительные	MEZORIX	С	91100-24	мод. PARAGON S 322 сер. № 2023022002921, мод. PARAGON M 322 сер. № 1*20220404, мод. PARAGON M 662 сер. № 2023083044155	LaiYin Measurement Technology (Dongguan) Co., Ltd., KHP	LaiYin Measurement Technology (Dongguan) Co., Ltd., KHP	ОС	МП АИМ 80-22	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Сонатек" (ООО "Сонатек"), г. Москва	ООО "Автопрогресс-М", г. Москва	19.10.2023
3.	Система из-	Обозна-	Е	91101-24	197	Общество	Общество	ОС	МП-0020-	1 год	Общество	АО "Транс-	28.09.2023

	мерений количества и показателей качества нефти № 104 в филиале ООО "Транснефть - Балтика" - "Нефтебаза "Усть-Луга"	чение отсутствует				с ограниченной ответственностью "Транснефть-Балтика" (ООО "Транснефть-Балтика"), г. Санкт-Петербург	с ограниченной ответственностью "Транснефть-Балтика" (ООО "Транснефть-Балтика"), г. Санкт-Петербург		ТНМ-2023		с ограниченной ответственностью "Транснефть-Балтика" (ООО "Транснефть-Балтика"), г. Санкт-Петербург	нефть - Метрология", г. Москва	
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ЭСВ" (ПС 110 кВ Великодворье, ПС 110 кВ Юрьев-Польская, ПС 110 кВ Ковров, ПС 220 кВ Заря)	Обозначение отсутствует	Е	91102-24	1193	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосбыт Волга" (ООО "ЭСВ"), г. Владимир	ОС	МП СМО-2909-2023	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	29.09.2023
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии	Обозначение отсутствует	Е	91103-24	248	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312235-215-2023	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "Энергокомплекс", Челябинская обл., г. Магнитогорск	28.07.2023

	(АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энерго-снабжения ОАО "РЖД" в границах Кемеровской области												
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энерго-снабжения ОАО "РЖД" в границах Свердловской области	Обозначение отсутствует	Е	91104-24	252	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312235-219-2023	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "Энерго-комплекс", Челябинская обл., г. Магнитогорск	27.10.2023
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО	Обозначение отсутствует	Е	91105-24	253	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312235-222-2023	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "Энерго-комплекс", Челябинская обл., г. Магнитогорск	03.10.2023

	"РУСЭНЕР-ГОСБЫТ" для энерго-снабжения ОАО "РЖД" в границах Московской области												
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕР-ГОСБЫТ" для энерго-снабжения ОАО "РЖД" в границах Пензенской области	Обозначение отсутствует	Е	91106-24	251	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕР-ГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГО-СБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕР-ГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГО-СБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312235-220-2023	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕР-ГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГО-СБЫТ"), г. Москва	ООО "Энерго-комплекс", Челябинская обл., г. Магнитогорск	10.11.2023
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ЭСКФ" (3-я очередь)	Обозначение отсутствует	Е	91107-24	005	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "ЭСК Федерация" (ООО "ЭСКФ"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП СМО-1810- 2023	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	18.10.2023

10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения потребителя ПАО "КАМАЗ"	Обозначение отсутствует	Е	91108-24	250	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312235-223-2023	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "Энергокомплекс", Челябинская обл., г. Магнитогорск	31.10.2023
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Масикс"	Обозначение отсутствует	Е	91109-24	114	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Масикс" (ООО "Масикс"), г. Ростов-на-Дону	ОС	МП 26.51/274/23	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	09.11.2023
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии	Обозначение отсутствует	Е	91110-24	07/23	Общество с ограниченной ответственностью "Башнефть-Добыча" (ООО "Башнефть-Добыча"), г. Уфа	Публичное акционерное общество "Акционерная нефтяная Компания "Башнефть" (ПАО АНК "Башнефть"), г. Уфа	ОС	МП 26.51/257/23	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Башнефть-Добыча" (ООО "Башнефть-Добыча"), г. Уфа	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	20.10.2023

	ПАО АНК "Башнефть" (БНД Дюртюлинский ЦЭЭ)												
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "РКС-энерго" по ГТП АО "ЛОЭСК" - "Северные электрические сети"	Обозначение отсутствует	Е	91111-24	306/23	Общество с ограниченной ответственностью "Энерготестконтроль" (ООО "Энерготестконтроль"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РКС-энерго" (ООО "РКС-энерго"), Ленинградская обл., г. Шлиссельбург	ОС	МП 26.51/277/23	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энерготестконтроль" (ООО "Энерготестконтроль"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	17.11.2023
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Канцлер	Обозначение отсутствует	Е	91112-24	119	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Нововоронежская Пивоваренная Компания "Канцлер" (ООО "НПК "Канцлер"), г. Воронеж	ОС	МП 26.51/275/23	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	13.11.2023
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммер-	Обозначение отсутствует	Е	91113-24	1222	Акционерное общество "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз" (АО "Газпромнефть-ННГ"),	Акционерное общество "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз" (АО "Газпромнефть-ННГ"),	ОС	МП СМО-0910-2023	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	09.10.2023

	ческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Газпром-нефть-ННГ" (2-я очередь)					Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Ноябрьск	Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Ноябрьск						
16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Газпром энерго" по объектам Газпром трансгаз Югорск, Газпром трансгаз Санкт-Петербург, Газпром добыча Оренбург, Газпром трансгаз Уфа	Обозначение отсутствует	Е	91114-24	1217	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Акционерное Общество "Газпром энергосбыт" (АО "Газпром энергосбыт"), г. Москва	ОС	МП СМО-0911-2023	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	09.11.2023

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» января 2024 г. № 180

Регистрационный № 91106-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Пензенской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает 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;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

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

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы УСПД и счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ОАО «РЖД» оснащён устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от уровня ИВК ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД».

Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 251. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4-6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ						
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		УСПД	УССВ	
1	ПС Сердобск-тяговая 110/35/27,5/6 кВ, РУ-6 кВ, Ф.№11	ТТ	КТ=0,5	A	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
			КТТ=1000/5	B	-			
			№25433-07	C	ТЛО-10			
		ТН	КТ=0,2	A	НАМИ-10			
			КТН=6000/100	B				
			№11094-87	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3				

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi = 0,5_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+5$ до $+35^{\circ}\text{C}$.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от $+21$ до $+25$ от $+18$ до $+22$
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, $^\circ\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ-3 - для Метроном-50М	от 90 до 110 от $2(5)$ до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до $+35$ от -40 до $+70$ от 0 до $+40$ от -25 до $+60$ от $+15$ до $+30$

Продолжение таблицы 6

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Счетчики электроэнергии multifunctional	ЕвроАЛЬФА	1
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.251.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Пензенской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

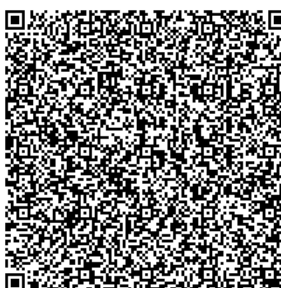
Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356
Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23
Телефон: +7 (351) 951-02-67
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСКФ» (3-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСКФ» (3-я очередь) (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), 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), блок коррекции времени ЭНКС-2 (далее – БКВ), программное обеспечение (далее – ПО) АКУ «Энергосистема» и каналобразующую аппаратуру.

Первичные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые с первичными напряжениями 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 хранение измерительной информации.

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

ИВК по сети Internet с использованием электронной подписи 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» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена БКВ предназначенным для формирования и хранения шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем (далее – ГНСС) ГЛОНАСС/GPS с национальной шкалой времени Российской Федерации UTC(SU), и для последующей передачи информации о текущем значении времени и календарной дате в различных форматах, в том числе в форматах сетевых протоколов. БКВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени БКВ более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков производится сервером БД. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

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 корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№005) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Наименование ПО (идентификационное)	АКУ «Энергосистема»
Номер версии ПО/программных модулей	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма MD5)	ESS.Metrology.dll 0227AA941A53447E06A5D1133239DA60

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	БКВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВРУ 0,4 кВ № 13, Ввод 0,4 кВ	TTE-60 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±3,9
		реактивная				±2,4	±6,8	
2	ВРУ 0,4 кВ № 14, ввод 0,4 кВ	TTE-60 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 73808-19	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная	±1,0	±3,9
		реактивная				±2,4	±6,8	
3	ВРУ-0,4 кВ ТД Перекресток, Ввод 1	TТН 30 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 75345-19	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 80590-20		активная	±1,0	±4,1
		реактивная				±2,4	±7,1	
4	ВРУ-0,4 кВ ТД Перекресток, Ввод 2	TТН 30 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 75345-19	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±4,1
		реактивная				±2,4	±7,1	
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

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, $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-4 от -40°C до $+55^{\circ}\text{C}$.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ 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 БКВ на аналогичное утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта 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
1	2
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения БКВ, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +55 от -40 до +70 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для счетчиков Меркурий 236 ART-03 PQRS (рег. № 47560-11) - для счетчиков Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN (рег. № 80590-20) - для счетчиков Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN (рег. № 23345-07) - среднее время восстановления работоспособности, ч БКВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 210000 150000 2 120000 1 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - профиль нагрузки с получасовым интервалом, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, год, не менее	45 5 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 оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервера БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

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:
 - счетчика;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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
Трансформатор тока	ТТЕ-60	6
Трансформатор тока	ТТН 30	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 236 ART-03 PQRS	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	АКУ «Энергосистема»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1214 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) ООО «ЭСКФ» (3-я очередь), 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 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭСК Федерация» (ООО «ЭСКФ»)
ИНН 7804665625

Юридический адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, пр-кт Кондратьевский, д. 2, к. 4,
лит. А, помещ. 8Н, оф. 406

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050

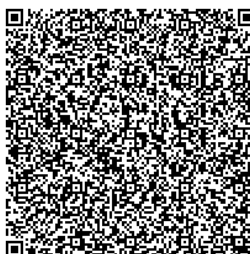
Адрес: 600017, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» января 2024 г. № 180

Регистрационный № 91108-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ПАО «КАМАЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ПАО «КАМАЗ» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе программного обеспечения (ПО) «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО» создан на базе ПО комплекса технических средств (КТС) «Энергия+».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО». Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки. Сервер ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО» осуществляет обработку полученной измерительной информации, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

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

Не реже одного раза в сутки сервер ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5. СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS УСВ-Г, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО», часы счетчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS УСВ-Г осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО» оснащён УССВ на базе устройства синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS УСВ-Г. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Счетчики синхронизируются от сервера ООО «КАМАЗ-ЭНЕРГО». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 250. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО КТС «Энергия+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Комплекс технических средств (КТС) «Энергия+»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.5
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Расчетное ядро Энергия+)	4d0260de227fb05135ee97ff6cc94c39
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Запись в БД Энергия+)	f943380cfd432145a676d5778871323d
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Сервер устройств Энергия+)	ce0ba170724ca9a1d9f692a320115719

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО КТС «Энергия+» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4-6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВК	
1	ПС 110 кВ Энергорайон, РУ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =200/5 №28139-12	А	ТТИ-30		УСВ-Г Рег. № 61380-15 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТТИ-30		
				С	ТТИ-30		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08			
2	ПС 110 кВ Энергорайон, РУ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =200/5 №28139-12	А	ТТИ-30		
				В	ТТИ-30		
				С	ТТИ-30		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.08			

Продолжение таблицы 4

Примечания: 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. 2 Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик. 3 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов. 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.	
---	--

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	Активная	0,8	4,7
	Реактивная	1,9	2,8
2	Активная	0,8	4,7
	Реактивная	1,9	2,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $1(2)\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+5$ до $+35^\circ\text{C}$.

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от $+21$ до $+25$ от $+21$ до $+25$ от $+18$ до $+22$

Продолжение таблицы 6

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ - для счетчиков - для Метроном-50М - для УСВ-Г	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от -60 до +40 от -40 до +60 от +15 до +30 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 72 220000 72 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищённость применяемых компонентов:

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

- установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТТИ-30	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Устройства синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS	УСВ-Г	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.250.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ПАО «КАМАЗ», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356
Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23
Телефон: +7 (351) 951-02-67
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» января 2024 г. № 180

Регистрационный № 91109-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Масикс» (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 G6 (далее - сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналобразующую 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 ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 "Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены 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 114 нанесен на маркировочную табличку типографским способом 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». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО «АльфаЦЕНТР» 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"

Идентификационные данные	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 17.01.02
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
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 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	ТП-1963 6 кВ РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.3, КЛ 6 кВ ф.16-32	ТБК-10 200/5 кл. т. 0,5 рег. № 8913-82	НАМИТ-10 6000/100 кл. т. 0,2 рег. № 16687-02	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
2	ТП-1963 6 кВ РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.8, КЛ 6 кВ ф.16-03	ТБК-10 200/5 кл. т. 0,5 рег. № 8913-82	НТМИ-6-66 6000/100 кл. т. 0,2 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
3	ТП-1963 6 кВ РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.2, КЛ 6 кВ ф.2	ТПОЛ-СВЭЛ 75/5 кл. т. 0,2S рег. № 45425-10	НТМИ-6-66 6000/100 кл. т. 0,2 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00.01 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
4	ТП-1088 6 кВ РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, яч.2, ввод 0,4 кВ	ТОП-М-0,66 200/5 кл. т. 0,5 рег. № 71205-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 51593-18	
5	КЛ 0,4 кВ ф.7, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МД.23 кл. т. 1,0/2,0 рег. № 51593-18	

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

продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
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 АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
3	Активная Реактивная	0,7 1,6	1,2 2,3
1, 2	Активная Реактивная	1,0 2,5	2,9 4,7
4	Активная Реактивная	0,9 2,4	2,9 4,7
5	Активная Реактивная	1,1 2,3	1,8 3,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), $(\pm) \text{ с}$			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 силе тока равной 5 % от $I_{1 \text{ ном}}$, а также температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $+10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+30 \text{ }^{\circ}\text{C}$; – для ИК, содержащий счетчик непосредственного включения, значения силы тока, приведенные ранее, рассчитываются от I_6, где I_6 – базовое значение силы тока счетчика.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – для ИК, содержащих ТТ класса точности 0,2S – для ИК, содержащих ТТ класса точности 0,5 – для ИК, содержащих счетчик непосредственного включения – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от $0,05 \cdot I_b$ до $I_{макс}$ от 0,5 _{инд.} до 1 от 0,8 _{смк.} 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 – 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	165000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 ПСЧ-4ТМ.05МД.05, ПСЧ-4ТМ.05МД.23 Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 114 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 титульные листы паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВК-10	4
	ТПОЛ-СВЭЛ	2
	ТОП-М-0,66	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
	НТМИ-6-66	1
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05МД.05	1
	ПСЧ-4ТМ.05МД.23	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01	3
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер ИВК	HP ProDesk 400 G6	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.114.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 «Масикс». 69729714.411713.114.МВИ, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312560 от 03.08.2018.

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 «Масикс» (ООО «Масикс»)

ИНН 6164134558

Юридический адрес: 344002, Ростовская обл., г.о город Ростов-на-Дону, г. Ростов-на-Дону, ул. Шоссейная, д. 2 Д, оф. 6

Телефон: (928) 967 00 59

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»)

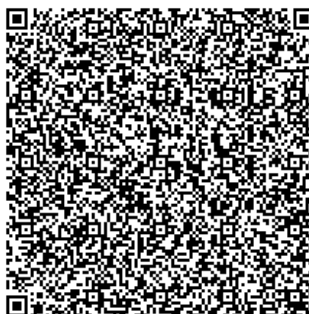
ИНН 9705008559

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 «23» января 2024 г. № 180

Регистрационный № 91110-24

Лист № 1
Всего листов 28

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (БНД Дюртюлинский ЦЭЭ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (БНД Дюртюлинский ЦЭЭ) (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 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) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сетевые промышленные контроллеры СИКОН С70 (далее-УСПД), каналообразующую аппаратуру, технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных, расположенный в Центре обработки данных филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Уфанефтехим» (сервер ИВК), сервера баз данных, расположенные в Дюртюлинском (СБД), Уфимском (СБДу) цехах по эксплуатации электрооборудования, устройства синхронизации времени типа УСВ-2 (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000, 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 со счетчиков:

- 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;

Для ИК, в состав которых входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача накопленных данных на верхний уровень АИИС КУЭ, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень АИИС КУЭ.

На верхнем – третьем уровне АИИС КУЭ СБД производит сбор результатов измерений, состояния средств и объектов измерений, и передачу полученной информации на сервер ИВК, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Сервер ИВК обеспечивает прием измерительной информации в виде XML-файлов установленных форматов от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц посредством электронной почты сети Internet 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.

Передача информации из сервера ИВК в ПАК АО «АТС», в филиал АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСП/IP сети Internet в виде XML-файлов установленных форматов, подписанных при необходимости электронно-цифровой подписью, 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). В состав СОЕВ входят устройства синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Периодичность сравнения шкалы времени СБД, СБДу со шкалой времени соответствующего УСВ, осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени СБД или СБДу от шкалы времени УСВ более ± 1 с, выполняется синхронизация шкалы времени СБД или СБДу.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК и СБДу осуществляется каждый сеанс связи, но не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени сервера ИВК от шкалы времени СБДу более ± 1 с, выполняется синхронизация шкалы времени сервера ИВК.

Сравнение шкалы времени УСПД и СБД осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени УСПД от шкалы времени СБД на величину, превышающую ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени УСПД.

Для ИК, в состав которых входит УСПД, сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы счетчика от шкалы времени УСПД на величину, превышающую ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, сравнение шкалы времени счетчиков и шкалы времени соответствующего сервера баз данных осуществляется не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы счетчика от шкалы времени СБД на величину, превышающую ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчиков, УСПД, сервер ИВК, СБД, СБДу отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер 07/23 АИИС КУЭ нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус сервера ИВК.

Общий вид сервера ИВК АИИС КУЭ 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) «Пирамида 2000». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО соответствует уровню - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значения
1.Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
2.Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
3.Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
4.Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
5.Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
6.Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
7.Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
8.Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
9.Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
10.Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
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 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 35 кВ Сыерыш, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 05, ВЛ-6 кВ ф. 748-05	ТОЛ-СВЭЛ К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБДу, сервер ИВК
2	ПС 35 кВ Сыерыш, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 15, ВЛ-6 кВ ф. 748-15	ТОЛ-СВЭЛ К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
3	ПС 35 кВ Тамьяново, ОРУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-1	GIF 40.5 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5S Рег.№ 30368-10	ЗНОМ-35-65 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 912-70	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№28822-05	
4	ПС 35 кВ Тамьяново, ОРУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-2	GIF 40.5 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5S Рег.№ 30368-10	ЗНОМ-35-65 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 912-70	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
5	ПС 35 кВ Тамьяново, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 19, ВЛ-6 кВ ф. 88-19	ТЛМ-10 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5 Рег.№ 2473-69	НТМИ-6-66 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 2611-70	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
6	ПС Семилетка ф.56-02 ВВО-5004 СП РУ-6 кВ	ТПЛ-10 К _{ТТ} =75/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,2 Рег.№ 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 46634-11	-	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ПС 35 кВ Кадырово, Ввод 35 кВ 1Т	ТОЛ-НТЗ-35-IV К _{ТТ} =150/5 КТ 0,2S Рег.№ 62259-15	НАМИТ К _{ТН} =35000/100 КТ 0,5 Рег.№ 70324-18	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
8	ПС 35 кВ Кадырово, Ввод 35 кВ 2Т	ТОЛ-НТЗ-35-IV К _{ТТ} =150/5 КТ 0,2S Рег.№ 62259-15	НАМИТ К _{ТН} =35000/100 КТ 0,5 Рег.№ 70324-18	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
9	ПС 35 кВ Кадырово, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 07, ВЛ-10 кВ ф. 795-07	ТОЛ 10-1 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15128-03	НАМИТ-10-2 К _{ТН} =10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
10	ПС 35 кВ Кадырово, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 02, ВЛ-10 кВ ф. 795-02	ТОЛ 10-1 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15128-03		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
11	ПС 35 кВ Кадырово, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 16, ВЛ-10 кВ ф. 795-16	ТОЛ 10-1 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15128-03		НАМИТ-10-2 К _{ТН} =10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99		
12	ПС 35 кВ Таймурза, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№28822-05	
13	ПС 35 кВ Таймурза, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 06, ВЛ-6 кВ ф. 792-06	ТОЛ-СВЭЛ К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
14	ПС 35 кВ Таймурза, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06		-		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ПС 35 кВ Таймурза, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБДy, сервер ИВК
16	ПС 35 кВ Таймурза, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
17	ПС 35 кВ БКНС-8, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	
18	ПС 35 кВ БКНС-8, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
19	ПС 35 кВ БКНС-8, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
20	ПС 35 кВ БКНС-8, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
21	ПС 35 кВ БКНС-8, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 17, ВЛ-6 кВ ф. 103-17	ТОЛ-СВЭЛ К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
22	ВЛБ-6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 103-08 от ПС 35 кВ БКНС-8	ТПЛ-10 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6-66 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	-	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
23	ПС 35 кВ Кушуль, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТОЛ 10 К _{ТТ} =800/5 КТ 0,5 Рег.№ 7069-79	ЗНОЛ.06 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 3344-72	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
24	ПС 35 кВ Кушуль, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТШП К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 47957-11	-	ТЕ2000.05.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
25	ПС 35 кВ Кушуль, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТОЛ 10 К _{ТТ} =800/5 КТ 0,5 Рег.№ 7069-79	ЗНОЛ.06 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 3344-72	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
26	ПС 35 кВ Кушуль, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТШП К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 47957-11	-	ТЕ2000.05.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
27	ПС 35 кВ Грем Ключ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТЛМ-10 К _{ТТ} =1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 2473-69	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№28822-05	
28	ПС 35 кВ Грем Ключ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТШП-0,66 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 15173-06	-	ТЕ2000.05.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
29	ПС 35 кВ Грем Ключ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТЛМ-10 К _{ТТ} =1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 2473-69	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
30	ПС 35 кВ Грем Ключ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТШП-0,66 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 15173-06	-	ТЕ2000.05.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
31	ПС 35 кВ НС-1, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТИШП К _{ТТ} =1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	СИКОН С70, рег.№28822-05 УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБД, сервер ИВК
32	ПС 35 кВ Чишма, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
33	ПС 35 кВ Чишма, КРУН- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.797-04	ТОЛ-СВЭЛ К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
34	ПС 35 кВ Чишма, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
35	ПС 35 кВ Чишма, КРУН- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
36	ПС 35 кВ Чишма, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
37	ПС 35 кВ Сайтово, ввод 35 кВ Т-1	GIF 40.5 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5S Рег.№ 30368-10	ЗНОМ-35-65 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 912-70	ТЕ 2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
38	ПС 35 кВ Сайтово, ввод 35 кВ Т-2	GIF 40.5 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5S Рег.№ 30368-10	ЗНОМ-35-65 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 912-70	ТЕ 2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
39	ПС 35 кВ Сайтово, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 07, ВЛ-6 кВ ф. 791-07	ТОЛ 10 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 7069-79	ЗНОЛ.06 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 3344-72	ТЕ 2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
40	ПС 35 кВ Сайтово, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 17,ВЛ-6 кВ ф. 791-17	ТОЛ 10 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 7069-79	ЗНОЛ.06 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 3344-72	ТЕ 2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
41	ВЛ 10 кВ ф.17 от ПС 110 кВ Кушнареново, оп. 94, отпайка, СВВ-156 10 кВ	ТПЛ-10 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59 ТПЛМ-10 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№2363-68	НОМ-10-66 К _{ТН} =10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	,	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБД _у , сервер ИВК
42	ПС 35 кВ Казарма, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 8, ВЛ-10 кВ ф. 8	ТПЛ-10 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ К _{ТН} =10000/100 КТ 0,2 Рег.№ 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	,	
43	ПС 110 кВ Восток, ввод 110 кВ Т-1	ТФЗМ 110Б-УХЛ1 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,2S Рег.№ 32825-06	НКФ-110 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 26452-04	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	
44	ПС 110 кВ Восток, ввод 110 кВ Т-2	ТФЗМ 110Б-УХЛ1 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,2S Рег.№ 32825-06	НКФ-110 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 26452-04	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
45	ПС 110 кВ Восток, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Восток - Красная Звезда 1	GIF 40.5 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5S Рег.№ 30368-05	НАМИ К _{ТН} =35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 60002-15	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
46	ПС 110 кВ Восток, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Восток - Красная Звезда 2	GIF 40.5 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5S Рег.№ 30368-05	НАМИ К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 60002-15	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
47	ВЛ 6 кВ ф.308-15 от ПС 110 кВ Восток, оп.78, ВМО-6 кВ	ТПЛ-10с К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 29390-05	НАМИ-10 К _{ТН} = 6000/100 КТ 0,2 Рег.№ 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
48	ПС 110 кВ Восток, фид.308-10, ТП-5574, ввод 0,4 кВ	ТШП К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 47957-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 46634-11	,	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
49	ПС 110 кВ Восток, фид.308-10, ТП-5465, ввод 0,4 кВ	ТШП К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	СИКОН С70, рег.№ 28822-05
50	ПС 110 кВ Менеуз, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТЛМ-10 К _{ТТ} =1500/5 КТ 0,5 Рег.№ 48923-12	НАМИТ-10 К _{ТН} = 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
51	ПС 110 кВ Менеуз, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
52	ПС 110 кВ Менеуз, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТЛМ-10 К _{ТТ} =1500/5 КТ 0,5 Рег.№ 48923-12	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
53	ПС 110 кВ Менеуз, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
54	ПС 110 кВ Карача-Елга, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТЛК10-6 К _{ТТ} =1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 9143-01	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-02	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
55	ПС 110 кВ Карача-Елга, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	ТЕ2000.05.00.00- КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
56	ПС 110 кВ Карача-Елга, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Аргамак - Карача-Елга 1	ТВЭ-35УХЛ2 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 Рег.№ 13158-04	ЗНОМ-35-65 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 912-70	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
57	ПС 110 кВ Карача-Елга, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТЛК10-6 К _{ТТ} =1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 9143-01	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-02	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
58	ПС 110 кВ Карача-Елга, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	ТЕ200 ТЕ2000.05.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		

УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБД_у, сервер ИВК

УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБД_у, сервер ИВК

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
59	ПС 110 кВ Карача-Елга, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Аргамак - Карача-Елга 2	ТВГ УЭТМ® К _{ТТ} =300/5 КТ 0,2S Рег.№ 52619-13	ЗНОМ-35-65 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 912-70	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБД _у , сервер ИВК
60	ПС 110 кВ Карача-Елга, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Карача-Елга - Кушнаренково	ТВЭ-35УХЛ2 К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5 Рег.№ 13158-04	ЗНОМ-35-65 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 912-70	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
61	ПС 110 кВ Чекмагуш, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Чекмагуш - Тузлукуш 1	ТФЗМ-35Б-1У1 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5 Рег.№ 3689-73	ЗНОМ-35 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 912-54	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	
62	ПС 110 кВ Чекмагуш, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Чекмагуш - Тузлукуш 2	ТФЗМ-35Б-1У1 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 3689-73	ЗНОМ-35-65 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 912-07	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
63	ПС 110 кВ Чекмагуш, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 15, ВЛ-6 кВ ф. 42-15	ТПЛ-10 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,2 Рег.№ 11094-87	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
64	ПС 110 кВ Чекмагуш, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11, ВЛ-6 кВ ф. 42-11	ТПЛ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
65	ПС 110 кВ Чекмагуш, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 05, ВЛ-6 кВ ф. 42-05	ТОЛ-НТЗ К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5S Рег.№ 69606-17		СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
66	ПС 110 кВ Чекмагуш, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 17, ВЛ-6 кВ ф. 42-17	ТПЛ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,2 Рег.№ 16687-13		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
67	ПС 110 кВ Чекмагуш, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 19, ВЛ-6 кВ ф. 42-19	ТПЛ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,2 Рег.№ 16687-13	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
68	ПС 110 кВ Чекмагуш, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 21, ВЛ-6 кВ ф. 42-21	ТПЛ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
69	ПС 110 кВ Чекмагуш, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 23, ВЛ-6 кВ ф. 42-23	ТПЛ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
70	ПС 110 кВ Калмаш, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 06, ВЛ-6 кВ ф.55-06	ТОЛ-НТЗ К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5S Рег.№ 69606-17	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	
71	ПС 110 кВ Калмаш, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12, ВЛ-6 кВ ф.55-12	ТОЛ-НТЗ К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5S Рег.№ 69606-17	НАМИ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,2 Рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
72	ПС 35 кВ Мончарово, 1 с.ш. 6кВ, яч. 3, ВЛ-6 кВ ф. 19-03	ТПФМ-10 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 814-53	НТМИ-6-66 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 2611-70	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
73	ПС 35 кВ Мончарово, 1 с.ш. 6кВ, яч. 5, ВЛ-6 кВ ф. 19-05	ТПФМ-10 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 814-53		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
74	ПС 35 кВ Мончарово, 1 с.ш. 6кВ, яч. 6, ВЛ-6 кВ ф. 19-06	ТОЛ-НТЗ К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5S Рег.№ 69606-17		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
75	ПС 35 кВ Мончарово, 1 с.ш. 6кВ, яч. 7, ВЛ-6 кВ ф. 19-07	ТПФМ-10 К _{ТТ} =400/5 КТ 0,5 Рег.№ 814-53	НТМИ-6-66 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 2611-70	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
76	ПС 35 кВ Мончарово, 1 с.ш. 6кВ, яч. 9, ВЛ-6 кВ ф. 19-09	ТПФМ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 814-53		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
77	ПС 35 кВ Мончарово, 2 с.ш. 6кВ, яч. 35, ВЛ-6 кВ ф. 19-35	ТПЛ-10 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-13	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
78	ПС 35 кВ Мончарово, 2 с.ш. 6кВ, яч. 25, ВЛ-6 кВ ф. 19-25	ТОЛ-НТЗ К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5S Рег.№ 69606-17		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
79	ПС 35 кВ Мончарово, 2 с.ш. 6кВ, яч. 17, ВЛ-6 кВ ф. 19-17	ТОЛ-НТЗ К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5S Рег.№ 69606-17		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
80	ПС 35 кВ Мончарово, 2 с.ш. 6кВ, яч. 15, ВЛ-6 кВ ф. 19-15	ТОЛ-НТЗ К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5S Рег.№ 69606-17		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
81	ПС 35 кВ Мончарово, 2 с.ш. 6кВ, яч. 13, ВЛ-6 кВ ф. 19-13	ТПФМ-10 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5 Рег.№ 814-53		ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
82	ПС 110 кВ Семилетка, 1 с.ш. 6кВ, яч. 10, ВЛ-6 кВ ф.56-10	ТВЛМ-10 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1856-63	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	
83	ПС 110 кВ Семилетка, 1 с.ш. 6кВ, яч. 09, ВЛ-6 кВ ф.56-09	ТВЛМ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1856-63		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
84	ПС 110 кВ Семилетка, 1 с.ш. 6кВ, яч. 08, ВЛ-6 кВ ф.56-08	ТВЛМ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1856-63	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	
85	ПС 110 кВ Семилетка, 1 с.ш. 6кВ, яч. 02, ВЛ-6 кВ ф.56-02	ТВЛМ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1856-63		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
86	ПС 110 кВ Семилетка, 2 с.ш. 6кВ, яч. 17, ВЛ-6 кВ ф.56-17	ТЛМ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 2473-69	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
87	ПС 110 кВ Семилетка, 2 с.ш. 6кВ, яч. 18, ВЛ-6 кВ ф.56-18	ТЛМ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 2473-69		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
88	ПС 35 кВ Откормсовхоз, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 01, ВЛ-6 кВ ф. 46-01	ТПЛ-10 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6-66 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
89	ПС 35 кВ Откормсовхоз, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 02, ВЛ-6 кВ, ф. 46-02	ТПЛ-10 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
90	ПС 35 кВ Откормсовхоз, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 04, ВЛ-6 кВ ф. 46-04	ТПЛ-10 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
91	ПС 35 кВ Откормсовхоз, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 07, ВЛ-6 кВ ф. 46-07	ТПЛ-10 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10-2 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
92	ПС 35 кВ Красная Звезда, КРУН- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 09, ВЛ-6 кВ ф. 18-09	ТПЛ-10 К _{тт} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 К _{тн} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№ 28822-05 УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБД _у , сервер ИВК	
93	ПС 35 кВ Красная Звезда, КРУН- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 08, ВЛ-6 кВ ф. 18-08	ТПЛ-10 К _{тт} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
94	ПС 35 кВ Красная Звезда, КРУН- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 18, ВЛ- 6 кВ ф. 18-18	ТПЛ-10 К _{тт} =400/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 К _{тн} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
95	ПС 35 кВ Красная Звезда, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 16, ВЛ-6 кВ ф. 18-16	ТПЛ-10 К _{тт} =400/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
96	ПС 35 кВ Красная Звезда, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 15, ВЛ-6 кВ ф. 18-15	ТПЛ-10 К _{тт} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
97	ПС 35 кВ Красная Звезда, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 13, ВЛ-6 кВ ф. 18-13	ТПЛ-10 К _{тт} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
98	ПС 35 кВ Красная Звезда, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12, ВЛ-6 кВ ф. 18-12	ТПЛ-10 К _{тт} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
99	ПС Телепаново 110/35/6кВ КРУН - 6кВ, 1 с.ш., яч.6	ТПЛ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№ 28822-05 - УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБД _у , сервер ИВК	
100	ПС Телепаново 110/35/6кВ КРУН - 6кВ, 1 с.ш., яч.21	ТОЛ-СЭЩ К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
101	ПС Телепаново 110/35/6кВ КРУН - 6кВ, 1 с.ш., яч.22	ТПЛ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
102	ПС Телепаново 110/35/6кВ КРУН - 6кВ, 1 с.ш., яч.23	ТПЛ-СЭЩ-10 200/5 КТ 0,2S Рег.№ 54717-13		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
103	ПС Телепаново 110/35/6кВ КРУН - 6кВ, 1 с.ш., яч.25	ТПЛ-СЭЩ-10 300/5 КТ 0,5 Рег.№ 54717-13		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
104	ПС Телепаново 110/35/6кВ КРУН - 6кВ, 2 с.ш., яч.9	ТПЛ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
105	ПС Телепаново 110/35/6кВ КРУН - 6кВ, 2 с.ш., яч.15	ТПЛ-10 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
106	ПС Телепаново 110/35/6кВ КРУН - 6кВ, 2 с.ш., яч.16	ТПЛ-10 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
107	ПС Телепаново 110/35/6кВ КРУН - 6кВ, 2 с.ш., яч.18	ТПЛ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12		
108	ПС Телепаново 110/35/6кВ КРУН - 6кВ, 2 с.ш., яч.19	ТПЛ-10 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
109	ПС Телепаново 110/35/6кВ КРУН - 6кВ, 2 с.ш., яч.20	ТПЛ-10к К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 2367-68	НАМИ-10-95УХЛ2 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, сервер ИВК
110	ПС 35 кВ Груздевка, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТПЛ-10с К _{ТТ} =400/5 КТ 0,5 Рег.№ 29390-10	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
111	ПС 35 кВ Груздевка, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП К _{ТТ} =50/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ТЕ2000.05.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
112	ПС 35 кВ Груздевка, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ	ТПЛ-10с К _{ТТ} =400/5 КТ 0,5 Рег.№ 29390-10	НТМИ-6-66 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 2611-70	ТЕ2000.01.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
113	ПС 35 кВ Груздевка, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП К _{ТТ} =50/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ТЕ2000.05.00.00 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 83048-21		
114	ПС 35 кВ Андреевка № 54, ввод 6 кВ Т-1	ТОЛ К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5S Рег.№ 47959-11	ЗНОЛ К _{ТН} =6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 46738-11	СЕ 304 S32 402- JAAQ2HY КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31424-07		
115	ПС 35 кВ Андреевка № 54, КРУН- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.12	ТОЛ К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5S Рег.№ 47959-11		СЕ 304 S32 402- JAAQ2HY КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31424-07		
116	ПС 35 кВ Андреевка № 54, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП К _{ТТ} =50/5 КТ 0,5S Рег.№ 47959-11	-	СЕ 304 S32 632- JAAQ2HY КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 31424-07		
117	ПС 35 кВ Андреевка № 54, ввод 6 кВ Т-2	ТОЛ К _{ТТ} =600/5 КТ 0,5S Рег.№ 47959-11	ЗНОЛ К _{ТН} =6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег.№ 46738-11	СЕ 304 S32 402- JAAQ2HY КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31424-07		
118	ПС 35 кВ Андреевка № 54, КРУН-6 кВ, 2 с.ш.6 кВ яч 05	ТОЛ К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5S Рег.№ 47959-11		СЕ 304 S32 402- JAAQ2HY КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 31424-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
119	ПС 35 кВ Андреевка № 54, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП Ктт=50/5 КТ 0,5S Рег.№ 47959-11	-	СЕ 304 S32 632- JAAQ2HY КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 31424-07	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБД _у , сервер ИВК
120	ПС 35 кВ Салпар, КРУН- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 04, ВЛ- 6 кВ ф. 35-04	ТПЛМ-10 Ктт=150/5 КТ 0,5 Рег.№ 2363-68	НАМИТ-10 К _{тн} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	
121	ПС 35 кВ Салпар, КРУН- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 05, ВЛ- 6 кВ ф. 35-05	ТПЛ-10 Ктт=300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
122	ПС 35 кВ Салпар, КРУН- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 06, ВЛ- 6 кВ ф. 35-06	ТПЛ-10 Ктт=300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
123	ПС 35 кВ Салпар, КРУН- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 09, ВЛ-6 кВ ф. 35-09	ТПЛ-10 Ктт=200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
124	ПС 35 кВ Салпар, КРУН- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 17, ВЛ-6 кВ ф. 35-17	ТПЛ-10 Ктт=200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 К _{тн} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	
125	ПС 35 кВ Салпар, КРУН- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 14, ВЛ- 6 кВ ф. 35-14	ТПЛ-10 Ктт=200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
126	ПС 35 кВ Салпар, КРУН- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12, ВЛ-6 кВ ф. 35-12	ТОЛ-НТЗ Ктт=200/5 КТ 0,5S Рег.№ 69606-17		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
127	ПС 110 кВ Дюртюли, РУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 05, КЛ-6 кВ ф.16-05	ТПЛ-10 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	СИКОН С70, рег.№ 28822-05	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБД _у , сервер ИВК
128	ПС 110 кВ Дюртюли, РУ- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 06, КЛ- 6 кВ ф.16-06	ТПЛ-10 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
129	ПС 110 кВ Дюртюли, РУ- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 21, КЛ- 6 кВ ф.16-21	ТВЛМ-10 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1856-63	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
130	ПС 110 кВ Дюртюли, РУ- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 22, КЛ- 6 кВ ф.16-22	ТВЛМ-10 К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 1856-63		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08		
131	ПС 35 кВ Буралы, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 15, ВЛ-6 кВ ф. 23-15	ТПЛ-10 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НАМИТ-10 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	-	
132	ТП № 65 6 кВ, РЩ-0,4кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону ООО Строймонтаж; (ПС 110 кВ Чекмагуш, ф.42-11)	ТОП К _{ТТ} =50/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
133	ТП 6 кВ Фермерское хозяйство, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС 110 кВ Чекмагуш, ф.42-19)	ТОП К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
134	ТП № 5006 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС 110 кВ Чекмагуш, ф.42-19)	ТОП К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБД _у , сервер ИВК
135	ТП № 5010 6 кВ, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС 110 кВ Семилетка, ф.56-02)	ТОП-0,66 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
136	ТП № 5019 6 кВ, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС 110 кВ Семилетка, ф.56-02)	ТОП-0,66 К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
137	ТП № 5011 6 кВ, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС 110 кВ Семилетка, ф.56-02)	ТОП-0,66 К _{ТТ} =50/5 КТ 0,5 Рег.№ 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
138	ВЛ 6 кВ ф.56-02 от ПС 110 кВ Семилетка, ВЛ-6 кВ ф. 19-19, оп. 3, ВМК-6 кВ ф.5602	ТПЛ-10 К _{ТТ} =150/5 КТ 0,5 Рег.№ 1276-59	НТМИ-6-66 К _{ТН} =6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-08	-	
139	РЩ-0,4 кВ фекальной, КЛ-0,4 кВ в сторону МУП Семилетовское ПУЖКХ; (ПС 110 кВ Семилетка, ф.56-02, ТП № 431)	ТШП К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
140	ТП ИП Абросимов 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т(ПС 110 кВ Семилетка, ф.56-02)	ТОП К _{ТТ} =100/5 КТ 0,5 Рег.№ 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	УСВ-2, рег.№ 82570- 21; УСВ-2, рег.№ 82570- 21/ СБД, СБД у, сервер ИВК
141	ТП № 5001 6 кВ, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т (ПС 110 кВ Семилетка, ф.56-17)	ТШП-0.66 К _{ТТ} =300/5 КТ 0,5 Рег.№ 15173-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
142	ТП № 5012 6 кВ, РЩ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т(ПС 110 кВ Семилетка, ф.56-17)	ТШП-0.66 300/5 КТ 0,5 Рег.№ 15173-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
143	ТП ООО Бензин-Сервис 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т; (ПС 110 кВ Карача-Елга, ф.337-13)	ТШП К _{ТТ} =200/5 КТ 0,5 Рег.№ 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36355-07	-	
144	ТП ПАО МТС 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т(ПС 110 кВ Чекмагуш, ф. 42-17)	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 КТ 1 Рег.№ 46634-11	-	

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
1-4, 12, 13, 15, 17, 19, 21, 32, 33, 35, 37, 38, 45, 46, 70, 74, 78-, 80, 118, 126	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,2 5,3
5, 9, 10, 11, 22, 23, 25, 27, 29, 39- 41, 50, 52, 54, 56, 57, 60, 61, 62, 72, 73, 75, 76, 77, 81- 110, 112, 120-125, 127- 131, 138	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,1 5,2
6, 42, 47, 63, 64, 66- 69	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,0 5,2
7, 8, 43, 44, 59	Активная Реактивная	0,9 2,0	2,0 3,6
65, 71	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,1 5,2
14, 16, 18, 20, 24, 26, 28, 30, 31, 34, 36, 48, 49, 51, 53, 55, 58, 111, 113, 132, 133, 134- 137, 139- 143	Активная Реактивная	0,9 2,3	3,0 5,1
114,115,117	Активная Реактивная	1,0 2,6	2,9 4,6
116, 119	Активная Реактивная	0,9 2,3	1,9 3,6
144	Активная	1,1	2,3
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) 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; при $\cos\varphi=0,9$, токе ТТ, равном 1 (2) % от $I_{ном}$ для ИК в состав которых входят ТТ класса точности 0,5S или 0,2S; токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для ИК в состав которых входят ТТ класса точности 0,5 или 0,2 для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в местах расположения счетчиков от 0 до +40 °С. Для ИК в состав которых входит счетчик прямого включения, значения силы тока, рассчитываются от I_b.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	144
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 $I_{ном}$ - для ИК, содержащих ТТ класса точности 0,2S или 0,5S - для ИК, содержащих ТТ класса точности 0,5 - для ИК, содержащих счетчики прямого включения - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C - температура окружающей среды для счетчиков, °C - температура окружающей среды для УСПД, °C - температура окружающей среды для сервера ИВК, СБД, СБД_у, °C - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 5 до 120 от $0,05 \cdot I_b$ до $I_{макс}$ от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от 0 до +40 от -10 до +50 от +10 до + 35 от 84,0 до 107,0 80
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-12) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 46634-11) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05М (рег.№ 36355-07) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЕ 304 (рег.№ 31424-07): - среднее время наработки на отказ, ч, не ТЕ2000 (рег.№ 83048-21): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК, СБД, СБД_у: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140 000 165 000 220 000 165 000 165 000 120 000 220 000 35000 70000 100000

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08)	
- каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	113
СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-12)	
- каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	114
СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17)	
- каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	114
ПСЧ-4ТМ.05МК (рег.№ 46634-11)	
- каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	113
ПСЧ-4ТМ.05М (рег.№ 36355-07)	
- каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	113
СЕ 304 (рег.№ 31424-07)	
- каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	113
ТЕ2000 (рег.№ 83048-21)	
- каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут, не менее	113
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
Сервер ИВК, СБД, СБДу,:	
- данные измерений и журналы событий, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике, УСПД

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов.

- защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;

- установка пароля на серверах;
- установка пароля УСПД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы формуляра на АИИС КУЭ 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	GIF 40.5	18
	ТОЛ-СВЭЛ	27
	ТВГ УЭТМ®	3
	ТВЛМ-10	12
	ТВЭ-35УХЛ2	6
	ТЛК10-6	6
	ТЛМ-10	14
	ТОЛ 10-1	3
	ТОЛ 10	8
	ТОЛ-НТЗ-35-IV	4
	ТОЛ-НТЗ-10	6
	ТОЛ-НТЗ	10
	ТОЛ-СЭЩ	4
	ТОЛ	6
	ТОП-0,66	39
	ТОП	24
	ТПЛ-10с	6
	ТПЛ-10к	2
	ТПЛ-10	78
	ТПЛМ-10	3
	ТПФМ-10	10
	ТФЗМ 110Б-УХЛ16	6
	ТФЗМ-35Б-1У1	4
Трансформаторы напряжения	ТШП-0,66	12
	ТШП	21
	ЗНОЛ.06	12
	ЗНОЛ	6
	НАМИ-10-95УХЛ2	2
	НАМИ-10	4
	НАМИТ-10-2	3
	НАМИТ-10	28
	НАМИТ	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	6
	НОМ-10-66	2
	НТМИ-6-66	6
	ЗНОМ-35	3
	ЗНОМ-35-65	24
	НАМИ	2
Счетчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01 Рег.№ 36697-08	54
	СЭТ-4ТМ.03М.01 Рег.№ 36697-12	1
	СЭТ-4ТМ.03М.01 Рег.№ 36697-17	2
	СЭТ-4ТМ.03М.09 Рег.№ 36697-08	8
	ТЕ2000.05.00.00 Рег.№ 83048-21	8
	ТЕ2000.01.00.00 Рег.№ 83048-21	48
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Рег.№ 46634-11	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Рег.№ 46634-11	1
	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Рег.№ 36355-07	13
	ПСЧ-4ТМ.05М Рег.№ 36355-07	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Рег.№ 46634-11	1
	СЕ 304 S32 402-JAAQ2HY Рег.№ 31424-07	4
	СЕ 304 S32 632-JAAQ2HY Рег.№ 31424-07	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	2
Контроллер сетевой индустриальный (УСПД)	СИКОН С70	23
Сервер баз данных ЦОД Башнефть- Уфанефтехим	Сервер ИВК	1
Сервера баз данных	СБД	1
	СБДy	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/257/23	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (БНД Дюртюлинский ЦЭЭ). МВИ 26.51/257/23, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018.

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 «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» (ПАО АНК «Башнефть»)

ИНН 0274051582

Юридический адрес: 450052, Республика Башкортостан, г.о. город Уфа, г Уфа, ул Карла Маркса, д. 30/1

Телефон: +7 (347) 261-61-61. Факс: +7 (347) 261-62-62.

E-mail: info_bn@rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Башнефть-Добыча» (ООО «Башнефть-Добыча»)

ИНН 0277106840

Адрес: 450052, Республика Башкортостан, г.о. город Уфа, г Уфа, ул Карла Маркса, д. 30/1

Телефон: +7 (347) 261-61-61. Факс: +7 (347) 261-62-62

E-mail: info_bn@rosneft.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (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 «23» января 2024 г. № 180

Регистрационный № 91111-24

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП АО «ЛОЭСК» - «Северные электрические сети»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП АО «ЛОЭСК» - «Северные электрические сети» (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 интеллектуальные контроллеры (УСПД) SM160 – 02М, контроллеры сетевые промышленные (УСПД) СИКОН С70, каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверы баз данных (СБД): СБД ООО «РКС-энерго» с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» с установленным ПО «Пирамида Сети», СБД АО «ЛОЭСК» с установленным ПО «Пирамида 2.0», устройства синхронизации времени УСВ-3 и УСВ-2 (УСВ), локально-вычислительную сеть, 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. СБД ООО «РКС-энерго», СБД АО «ЛОЭСК», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» - (далее - сервер ИВК).

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 передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК №№ 22 – 46, 51 – 55 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на ИВК ПАО «Россети Ленэнерго». 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 счетчика ИИК № 1 – 21 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК ПАО «Россети Ленэнерго», для ИИК № 47 – 50, 56 – 66 на входы ИВК АО «ЛОЭСК», где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. ИВК с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивают счетчики электроэнергии и считывают с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

ИВК АО «ЛОЭСК» и ПАО «Россети Ленэнерго» в автоматическом режиме один раз в сутки формируют отчеты в формате XML и отправляют данные коммерческого учета на ИВК ООО «РКС-энерго».

ИВК ООО «РКС-энерго» раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному 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 входят устройства синхронизации времени типа УСВ-2 и УСВ-3, синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго», периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивают собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и при расхождении ± 1 с и более, ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго» производят синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация шкалы времени УСПД производится независимо от величины расхождения со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго».

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 22 – 46, 51 – 55 со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК № 47 – 50, 56 – 66 со шкалой времени ИВК АО «ЛОЭСК» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки).

При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК АО «ЛОЭСК» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, 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 корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ 306/23 нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус СБД ООО «РКС-энерго».

Общий вид СБД ООО «РКС-энерго» с указанием места нанесения заводского номера АИИС КУЭ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид СБД ООО «РКС-энерго» АИИС КУЭ с указанием места нанесения заводского номера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида Сети», ПО «Пирамида 2.0». 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
ПО «АльфаЦЕНТР»	
1	2
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида Сети»	
Идентификационное наименование модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида 2.0»	
Идентификационное наименование модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
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 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-159 Выборг-южная, ЗРУ-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159-10	ТОЛ-НТЗ 300/5, КТ 0,5S Пер. № 69606-17	НОЛ.08 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 3345-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06	-	УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
2	ПС-159 Выборг-южная, ЗРУ-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159-11	ТОЛ-НТЗ 400/5, КТ 0,5S Пер. № 69606-17	НОЛ.08 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 3345-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		
3	ПС-159 Выборг-южная, ЗРУ-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159-12	ТОЛ-НТЗ 400/5, КТ 0,5S Пер. № 69606-17	НОЛ.08 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 3345-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		
4	ПС-159 Выборг-южная, ЗРУ-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159-13	ТОЛ-НТЗ 400/5, КТ 0,5S Пер. № 69606-17	НОЛ.08 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 3345-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		
5	ПС-159 Выборг-южная, ЗРУ-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159-14	ТОЛ-НТЗ 400/5, КТ 0,5S Пер. № 69606-17	НОЛ.08 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 3345-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		
6	ПС-159 Выборг-южная, ЗРУ-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159-16	ТОЛ-НТЗ 200/5, КТ 0,5S Пер. № 69606-17	НОЛ.08 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 3345-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		
7	ПС-159 Выборг-южная, ЗРУ-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159-17	ТОЛ-НТЗ 200/5, КТ 0,5S Пер. № 69606-17	НОЛ.08 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 3345-09	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС-159 Выборг- южная, ЗРУ-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159- 18	ТОЛ-НТЗ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	НОЛ.08 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 3345-09	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
9	ПС-159 Выборг- южная, ЗРУ-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159- 21	ТОЛ-НТЗ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	НОЛ.08 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 3345-09	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
10	ПС-159 Выборг- южная, ЗРУ-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159- 23	ТОЛ-НТЗ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	НОЛ.08 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 3345-09	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
11	ПС-159 Выборг- южная, ЗРУ-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159- 24	ТЛК10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83	НОЛ.08 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 3345-09	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
12	ПС-159 Выборг- южная, ЗРУ-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159- 25	ТОЛ-НТЗ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	НОЛ.08 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 3345-09	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
13	ПС-159 Выборг- южная, ЗРУ-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159- 26	ТОЛ-НТЗ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	НОЛ.08 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 3345-09	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
14	ПС-159 Выборг- южная, ЗРУ-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159- 27	ТОЛ-НТЗ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	НОЛ.08 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 3345-09	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
15	ПС-159 Выборг- южная, ЗРУ-10 кВ, 3с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159- 30	ТЛК10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
16	ПС-159 Выборг- южная, ЗРУ-10 кВ, 3с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159- 31	ТОЛ-НТЗ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
17	ПС-159 Выборг- южная, ЗРУ-10 кВ, 3с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159- 32	ТОЛ-НТЗ 400/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
18	ПС-159 Выборг- южная, ЗРУ-10 кВ, 4с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159- 40	ТЛК10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
19	ПС-159 Выборг- южная, ЗРУ-10 кВ, 4с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159- 41	ТЛК10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
20	ПС-159 Выборг- южная, ЗРУ-10 кВ, 4с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159- 42	ТОЛ-НТЗ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
21	ПС-159 Выборг- южная, ЗРУ-10 кВ, 4с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.159- 43	ТЛК10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
22	ПС 35 кВ Выборг- городская (ПС- 25), ЗРУ-6 кВ, ввод 6 кВ от Т-1	ТПОЛ-СВЭЛ 1000/5, КТ 0,5S Рег. № 70109-17	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ- 4ТМ.05МК.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	SM160-02М, рег. № 71337-18	
23	ПС 35 кВ Выборг- городская (ПС- 25), ЗРУ-6 кВ, ввод 6 кВ от Т-2	ТПОЛ 10 1000/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-02	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ- 4ТМ.05МК.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		
24	ПС-26 Выборг- районная, КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ф.26-01	ТОЛ 10-1 200/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-03	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	СИКОН С70, рег. № 28822-05	
25	ПС-26 Выборг- районная, КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ф.26-03	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
26	ПС-26 Выборг-районная, КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.26-04	ТОЛ 10-1 200/5, КТ 0,5 Пер. № 15128-03	НТМИ-10 УЗ 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 51199-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06	СИКОН С70, рег. № 28822-05	УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
27	ПС-26 Выборг-районная, КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.26-05	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		
28	ПС-26 Выборг-районная, КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.26-06	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69	НТМИ-10 УЗ 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 51199-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		
29	ПС-26 Выборг-районная, КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.26-07	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		
30	ПС-26 Выборг-районная, КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.26-08	ТОЛ 10-1 200/5, КТ 0,5 Пер. № 15128-96	НТМИ-10 УЗ 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 51199-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		
31	ПС-26 Выборг-районная, КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.26-09	ТЛО-10 200/5, КТ 0,5S Пер. № 25433-11	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		
32	ПС-26 Выборг-районная, КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.26-10	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69	НТМИ-10 УЗ 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 51199-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		
33	ПС-26 Выборг-районная, КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.26-11	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		
34	ПС-26 Выборг-районная, КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.26-12	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69	НТМИ-10 УЗ 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 51199-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
35	ПС-26 Выборг-районная, КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.26-13	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	СИКОН С70, рег. № 28822-05	УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
36	ПС-26 Выборг-районная, КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.26-14	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 УЗ 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 51199-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
37	ПС-26 Выборг-районная, КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.26-15	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
38	ПС-26 Выборг-районная, КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10кВ ф.26-16	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 УЗ 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 51199-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
39	ПС-26 Выборг-районная, КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.26-17	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-01	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
40	ПС-26 Выборг-районная, КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.26-18	ТОЛ 10-1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-01	НТМИ-10 УЗ 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 51199-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
41	ПС-Калининская, КРУН-6 кВ, 1с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ от Т-1	ТЛП-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 30709-11	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	СИКОН С70, рег. № 28822-05	
42	ПС-Калининская, КРУН-6 кВ, 2с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ от Т-2	ТЛП-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 30709-11	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		
43	ПС-Каменогорская, ЗРУ-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.01	ТОЛ-СЭЩ 200/5, КТ 0,5 Рег. № 51623-12	НОЛ-СЭЩ 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 71706-18	СЭТ-4ТМ.03МК.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 74671-19	SM160-02M, рег. № 71337-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
44	ПС-Каменогорская, ЗРУ-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.05	ТОЛ-СЭЩ 200/5, КТ 0,5 Рег. № 51623-12	НОЛ-СЭЩ 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 71706-18	СЭТ-4ТМ.03МК.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 74671-19	SM160-02М, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
45	ПС-Лесогорская, КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.04	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70, рег. № 28822-05	
46	ПС-Лесогорская, КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ф.06	ТЛО-10 500/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-ЭК-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		
47	ПС-Приморская, КРУН-10 кВ, 1с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ Т-1	ТОЛ-10-I 300/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	-	УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛЮЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
48	ПС-Приморская, КРУН-10 кВ, 2с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ Т-2	ТОЛ-10-I 200/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
49	ПС-Приморская, ввод 0,4 кВ ТСН-1	-	-	ПСЧ-3ТМ.05.02 КТ 1,0/2,0 Рег. № 30784-05		
50	ПС-Приморская, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 100/5, КТ 0,5S Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		
51	ПС-Пруды, ЗРУ-6 кВ, 1с.ш.6 кВ, КЛ-6 кВ ф.01	ТЛП-10 100/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-11	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	СИКОН С70, рег. № 28822-05	УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
52	ПС 35 кВ Стапель, КРУН-6 кВ, 1с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.01	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 КТ 05S/1,0 Рег. № 64450-16	СИКОН С70, рег. № 28822-05	
53	ПС 35 кВ Стапель, КРУН-6 кВ, 2с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.05	ТЛО-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 УЗ 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 51199-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 КТ 05S/1,0 Рег. № 64450-16		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
54	ПС 35 кВ Стапель, КРУН-6 кВ, 2с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.07	ТОЛ-СЭЩ-10 800/5, КТ 0,5 Рег. № 32139-06	НТМИ-6 УЗ 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 51199-12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 05S/1,0 Рег. № 64450-16	СИКОН С70, рег. № 28822-05	УСВ-2, рег. № 82570-21/ СБД ПАО «Россети Ленэнерго»/ УСВ-3, рег. № 64242-16/СБД ООО «РКС-энерго»
55	ПС 35 кВ Стапель, КРУН-6 кВ, 1с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.08	ТОЛ-СЭЩ-10 800/5, КТ 0,5 Рег. № 32139-06	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 05S/1,0 Рег. № 64450-16		
56	ТП 10 кВ №1018 (ТП-23), РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	Т-0,66 600/5, КТ 0,5S Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	-	УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛЮЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
57	ТП 10 кВ №1019 (ТП-24), РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	Т-0,66 400/5, КТ 0,5S Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		
58	ТП 10 кВ №1028, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП М-0,66 УЗ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 59924-15	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
59	ТП 10 кВ №491 (12), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП М-0,66 УЗ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 59924-15	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		
60	ТП 169 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 1000/5, КТ 0,5S Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
61	ТП 10 кВ №648, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 800/5, КТ 0,5S Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛОЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
62	ПС 110 кВ «Криогаз» (ПС 595), ОРУ-110 кВ, 2 сш 110 кВ, ввод 110 кВ 2Т (от Сов-2)	ТОГФ (П) 150/5, КТ 0,2S Рег. № 61432-15	ЗНОГ 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
63	ПС 110 кВ «Криогаз» (ПС 595), ОРУ-110 кВ, СВ 110 кВ	ТОГФ (П) 300/5, КТ 0,2S Рег. № 61432-15	ЗНОГ 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
64	ПС 110 кВ «Криогаз» (ПС 595), ОРУ-110 кВ, 1 сш 110 кВ, ввод 110 кВ 1Т (от Сов-1)	ТОГФ (П) 150/5, КТ 0,2S Рег. № 61432-15	ЗНОГ 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
65	ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595), РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.105, КЛ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 1000/5, КТ 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		
66	ПС 110 кВ Криогаз (ПС 595), РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.204, КЛ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 1000/5, КТ 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности ±δ, %	Границы погрешности в рабочих условиях ±δ, %
1	2	3	4
1- 10, 12, 13, 14, 16, 17, 20, 22, 23, 31, 47, 48, 51, 52, 53, 65, 66	Активная Реактивная	1,3 2,1	1,9 3,6
11, 15, 18, 19, 21, 24-30, 32- 42, 54, 55	Активная Реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
43, 44	Активная Реактивная	1,2 1,9	3,0 5,1
45, 46	Активная Реактивная	1,2 1,9	1,8 3,5

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
62, 63, 64	Активная	0,6	1,3
	Реактивная	1,0	2,2
49	Активная	1,1	2,1
	Реактивная	2,2	5,0
50, 56- 61	Активная	1,2	3,0
	Реактивная	1,9	5,1

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	66
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 0,8 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, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C температура окружающей среды для УСПД, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 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 А1805 (рег. № 31857-06) ПСЧ-3ТМ.05 (рег. № 30784-05) ПСЧ-4ТМ.05 (рег. № 27779-04) ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07) ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 64450-16) СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-17) СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) СЭТ-4ТМ.03МК (рег. № 74671-19)	120000 90000 90000 140000 165000 220000 165000 220000

Продолжение таблицы 4

1	2
УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
А1805 (рег. № 31857-06)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	1200
ПСЧ-3ТМ.05 (рег. № 30784-05)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	56
ПСЧ-4ТМ.05 (рег. № 27779-04)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	56
ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	113
ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 64450-16)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	113
СЭТ-4ТМ.02М (рег. № 36697-17)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	114
СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	114
СЭТ-4ТМ.03МК (рег. № 74671-19)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут.	114
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, потребленной за месяц по каждому каналу, сут,	45
Сервер 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;
- сервера ИВК;

- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на серверах.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ 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	ТПОЛ-СВЭЛ	3
	ТПОЛ 10	3
	ТОЛ-СЭЩ-10	6
	ТОЛ-СЭЩ	6
	ТОЛ-НТЗ-10	6
	ТОЛ-НТЗ	48
	ТОЛ-10-I	2
	ТОЛ 10-1	10
	ТОГФ (П)	9
	ТЛП-10	8
	ТЛО-10	12
	ТЛМ-10	22
	ТЛК10	15
	ТОП М-0,66 УЗ	6
	Т-0,66	15
Трансформатор напряжения	ЗНОГ	6
	ЗНОЛ.06	6
	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
	ЗНОЛ-ЭК	3
	ЗНОЛ-ЭК-10	3
	НАМИ-10-95УХЛ2	1
	НАМИТ-10	3
	НОЛ.08	4
	НОЛ-СЭЩ	6
	НТМИ-10 УЗ	1
	НТМИ-10-66	1
	НТМИ-6	2
	НТМИ-6 УЗ	1
	НТМИ-6-66	2
Счетчик электрической энергии	A1805RALQ-P4GB-DW-4	38
	ПСЧ-3ТМ.05.02	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05	1
	ПСЧ-4ТМ.05.04	5
	ПСЧ-4ТМ.05М	2
	ПСЧ-4ТМ.05М.04	2
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	6
	СЭТ-4ТМ.02М.02	3
	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
	СЭТ-4ТМ.03МК.01	2
Интеллектуальный контроллер	SM160-02М	2
Контроллер сетевой индустриальный	Сикон С70	5
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
	УСВ-3	1
Сервер ИВК	СБД ООО «РКС-энерго»	1
	СБД АО «ЛОЭСК»	1
	СБД ПАО «Россети Ленэнерго»	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/277/23	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП АО «ЛОЭСК» - «Северные электрические сети». МВИ 26.51/277/23, аттестованной ООО «Энерготестконтроль». Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560 от 03.08.2018.

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 «РКС-энерго» (ООО «РКС-энерго»)

ИНН 3328424479

Юридический адрес: 187320, Ленинградская обл., Кировский р-н, г. Шлиссельбург, ул. Жука, д. 3, помещ. 204

Телефон: 8 (812) 332-05-20

E-mail: office@rks-energo.ru

Изготовитель

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

ИНН 9705008559

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

Телефон: 8 (495) 6478818

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Испытательный центр

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

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

Телефон: 8 (495) 6478818

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 «23» января 2024 г. № 180

Регистрационный № 91112-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Канцлерь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Канцлерь (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 G6 (далее - сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналобразующую 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 соотнесены 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 119 нанесен на маркировочную табличку типографским способом 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». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО «АльфаЦЕНТР» 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"

Идентификационные данные	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 17.01.02
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
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 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	БРП 6 кВ РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.9, КЛ 6 кВ ф.11	ТЛП-10 800/5 кл. т. 0,2S рег. № 30709-11	ЗНОЛ-ЭК (6000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
2	БРП 6 кВ РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.14, КЛ 6 кВ ф.45	ТЛП-10 800/5 кл. т. 0,2S рег. № 30709-11	ЗНОЛ-ЭК (6000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11	
3	БРП 6 кВ РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.6, КЛ 6 кВ	ТЛП-10 100/5 кл. т. 0,5S рег. № 30709-11	ЗНОЛ-ЭК (6000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11	
4	БРП 6 кВ РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.16, КЛ 6 кВ	ТЛП-10 100/5 кл. т. 0,5S рег. № 30709-11	ЗНОЛ-ЭК (6000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 48266-11	
5	КТП-6 6 кВ РУ 0,4 кВ, яч.1, КЛ- 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ARTMX2-02 PBR.R кл. т. 1,0/2,0 рег. № 75755-19	
6	КТП-6 6 кВ РУ 0,4 кВ, яч.2, КЛ- 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ARTMX2-02 PBR.R кл. т. 1,0/2,0 рег. № 75755-19	

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 УСВ на аналогичный утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера ИВК 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 АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
1, 2	Активная	0,9	1,3
	Реактивная	2,0	2,5
3, 4	Активная	1,1	1,8
	Реактивная	2,8	3,2
5, 6	Активная	1,1	1,8
	Реактивная	2,3	3,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), $(\pm) \text{ с}$			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 силе тока равной 5 % от $I_{1 \text{ ном}}$, а также температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 °С до +30 °С; – для ИК, содержащий счетчик непосредственного включения, значения силы тока, приведенные ранее, рассчитываются от I_b, где I_b – базовое значение силы тока счетчика.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	6
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 0,2S, 0,5S – для ИК, содержащих счетчик непосредственного включения – 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 $0,05 \cdot I_b$ до $I_{макс}$ 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 - Меркурий 234 ARTM-00 P.B.R - Меркурий 234 ARTMX2-02 P.B.R – 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	220000 320000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - Меркурий 234 ARTM-00 P.B.R - Меркурий 234 ARTMX2-02 P.B.R Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	170 123 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 титульные листы паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	9
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК	6
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234 ARTM-00 P.B.R	4
	Меркурий 234 ARTMX2-02 P.B.R	2
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер ИВК	HP ProDesk 400 G6	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.119.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) Канцлерь. 69729714.411713.119.МВИ, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560 от 03.08.2018.

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 «Нововоронежская Пивоваренная Компания «Канцлерь» (ООО «НПК «Канцлерь»)
ИНН 3664107652
Юридический адрес: 394033, г. Воронеж, ул. Урывского, д. 4А
Телефон: (800) 511 38 51

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: eicerygin@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.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-ННГ» (2-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-ННГ» (2-я очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – сервер БД), программное обеспечение (далее – ПО) ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ», устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) АО «Газпромнефть-ННГ» и АО «Газпром энергосбыт», каналообразующую аппаратуру.

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (далее – ИК).

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.

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 по GSM каналу связи поступает на сервер БД, где производится сбор и хранение результатов измерений.

На верхнем втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

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

ИВК АИИС КУЭ осуществляет автоматизированный обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК АИИС КУЭ, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальных систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера БД и счетчиков.

Время сервера БД синхронизировано со временем УССВ, сличение 1 раз в час, коррекция часов сервера выполняется автоматически при наличии расхождения с часами УССВ. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера БД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков выполняется при наличии расхождения с часами сервера на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчика и сервера 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 средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1222) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на информационную табличку корпуса сервера БД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» версии не ниже 2.4, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО 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 «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Программный комплекс «СЕРВЕР СБОРА ДАННЫХ» MirServsbor.msi	Программный комплекс «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» EnergyRes.msi	Программа «ПУЛЬТ ЧТЕНИЯ ДАННЫХ» MirReaderSetup.msi
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.0.1	2.5	2.0.9.0
Цифровой идентификатор ПО	5f0aa47926de53a464f11f9b6a675348	dab7284e100c7ee96ceb58c36b8ac460	6dcfa7d8a621420f8a52b8417b5f7bbc
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	MD5	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	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Янтарная, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.№3	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
2	ПС 110 кВ Янтарная, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.№24	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 58720-14	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
3	КТП 10 кВ №24, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 47957-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
4	ТП №167 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТТИ-60 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 28139-12	—	МИР С-03.02D-EB-RGZ-1Т-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 76142-19		активная	±0,8	±3,0
						реактивная	±2,2	±5,2
5	ТП №147 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ №1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 58385-14	—	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.Р Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	РУ-0,4 кВ Рефрижераторные контейнеры ИП Шарапов С.Р.	—	—	МИР С-04.10-230-5(100)-GRPZ1F-KQ-G-D Кл. т. 1/1 Рег. № 61678-15	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±5,6
						реактивная	±1,0	±6,3
7	КТП 6 кВ №160 Полигон утилизации, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	—	—	МИР С-04.10-230-5(100)-GRPZ1F-KQ-G-D Кл. т. 1/1 Рег. № 61678-15		активная	±1,0	±5,6
						реактивная	±1,0	±6,3
8	ПС 110 кВ Вынгаяхинская, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.№2, ф.В-2	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-01.05-Т-2R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 32142-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,1
9	ТП 6 кВ РРС-13, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	—	—	МИР С-04.10-230-5(100)-GRPZ1F-KQ-G-D Кл. т. 1/1 Рег. № 61678-15		активная	±1,0	±5,6
						реактивная	±1,0	±6,3
10	ВРУ-0,4 кВ Вагон-городок ООО Спецмонтажстрой от КТПН 6 кВ №1 к.72, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 47959-16	—	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3
11	ВРУ-0,4 кВ ПАО Мобильные ТелеСистемы, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 58386-14	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3
12	ВРУ-0,4 кВ Производственный корпус ИП Пенъевской Г.Н., ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 47957-11	—	МИР С-03.05D-EB-RR-1T-H Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 76142-19		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	РП 10 кВ №19, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч.01	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 64182-16	—	МИР С-07.05S-230- 5(10)-GR-Q-G-D Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 61678-15	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3
14	РП 10 кВ №19, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч.02	ТТН 40 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 75345-19	—	МИР С-07.05S-230- 5(10)-GR-Q-G-D Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 61678-15		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, 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 ИК № 1-3 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40°C до $+60^\circ\text{C}$;
 - для ИК № 4, 10, 12 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -45°C до $+70^\circ\text{C}$;
 - для ИК № 5, 11 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -45°C до $+75^\circ\text{C}$;
 - для ИК № 6, 7, 9 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -50°C до $+70^\circ\text{C}$;
 - для ИК № 8 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40°C до $+55^\circ\text{C}$;
 - для ИК № 13, 14 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -50°C до $+70^\circ\text{C}$.
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 УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта 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	14
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 $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - типа СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08, 36697-17) - типа МИР С-01 (рег. № 32142-08) - типа МИР С-03 (рег. № 76142-19), Меркурий 234 (рег. № 75755-19) - типа МИР С-04, МИР С-07 (рег. № 61678-15) - типа Меркурий 234 (рег. № 48266-11) – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от –45 до +40 от –40 до +60 от –40 до +55 от –45 до +70 от –50 до +70 от –45 до +75 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: – счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - для СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08), МИР С-01 (рег. № 32142-08) - для СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17), Меркурий 234 (рег. № 48266-11) - для МИР С-04 (рег. № 61678-15) - для МИР С-03 (рег. № 76142-19), Меркурий 234 (рег. № 75755-19) - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более – УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более – сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	140000 220000 290000 320000 72 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: – счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее – сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 5 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей измерительных трансформаторов;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании (возможность установки многоуровневых паролей):
 - счётчика электроэнергии;
 - сервера;
- кодирование результатов измерений при передаче.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике с отражением времени (даты, часов, минут, секунд) коррекции;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервера с отражением времени (даты, часов, минут, секунд) коррекции и расхождения времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий коррекции;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- 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.
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	3
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	3
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-60	3
Трансформаторы тока	ТТН 40	3
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	9
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.G	1
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ARTM-03 PB.R	2
Счетчики электрической энергии трехфазные электронные	МИР С-01.05-T-2R	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	МИР С-03.02D-EB-RGZ-1T-H	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	МИР С-03.05D-EB-RR-1T-H	1
Счетчики электрической энергии	МИР С-04.10-230-5(100)-GRPZ1F-KQ-G-D	3
Счетчики электрической энергии	МИР С-07.05S-230-5(10)-GR-Q-G-D	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1222 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) АО «Газпромнефть-ННГ» (2-я очередь), аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

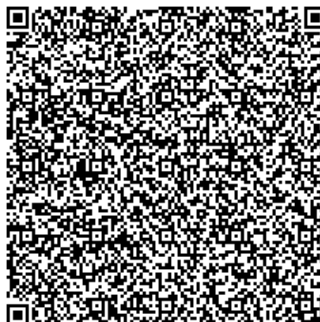
Акционерное общество «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (АО «Газпромнефть-ННГ»)
ИНН 8905000428
Юридический адрес: 629807, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Ноябрьск,
ул. Ленина, д. 59/87
Телефон: +7 (3496) 37-62-22
E-mail: OD-NNG@yamal.gazprom-neft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (АО «Газпромнефть-ННГ»)
ИНН 8905000428
Адрес: 629807, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Ноябрьск, ул. Ленина, д. 59/87
Телефон: +7 (3496) 37-62-22
E-mail: OD-NNG@yamal.gazprom-neft.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – 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 по тексту – ИВК), включающий в себя устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-3, технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее по тексту – 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. 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, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование, хранение поступающей информации 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. АРМ субъекта оптового рынка в автоматическом режиме по сети Internet с использованием электронной подписи (далее по тексту – ЭП) 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». 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 в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера БД АИИС КУЭ и счетчиков. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при наличии расхождении часов сервера БД и времени УССВ. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов сервера БД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов сервера БД и часов счетчиков более чем на ± 2 с.

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1012) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером 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 ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче от ИИК в ИВК является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-10 кВ, яч.11	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,8	±4,1 ±7,1
2	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.12	ТПОЛ10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
3	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.14	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47958-11	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
4	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.4	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 32139-06	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.66	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 47958-11 ТПОЛ10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
6	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.72	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 32139-06	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
7	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.73	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47958-11	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
8	ПС 110 кВ ГПП-3, ЗРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ВЛ 110 кВ ГПП- 220-ГПП-3 (С-115)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S КТТ 300/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9
9	ПС 110 кВ ГПП-14, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S КТТ 50/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9
10	ПС 110 кВ ГПП-1, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S КТТ 150/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС 110 кВ ГПП-2, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S КТТ 150/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9
12	ПС 110 кВ ГПП-1, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S КТТ 150/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9
13	ПС 110 кВ ГПП-2, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S КТТ 150/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9
14	ПС 110 кВ ГПП-3, ЗРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ВЛ 110 кВ С-134	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S КТТ 300/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9
15	ПС 110 кВ ГПП-14, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S КТТ 50/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9
16	ПС 10 кВ ТП-137, ЗРУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТНШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 800/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ТП-11 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ 2Т	ТТЕ Кл. т. 0,5S КТТ 2500/5 Рег. № 73808-19	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
18	ТП-38 10 кВ, РУ-10 кВ, яч.2/2	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
19	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.30	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 30709-11	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
20	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.50	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 30709-11	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
21	ВРУ-1 0,4 кВ МСУ-74, ввод 0,4 кВ	ТОП Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
22	ВРУ-0,4 кВ Сибванпром, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ART2-03 Р Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,3
23	ТП-133 10 кВ, РУ-0,4 кВ, п.1	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S КТТ 500/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
24	ТП-133 10 кВ, РУ-0,4 кВ, п.7	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S КТТ 500/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	ТП-38 10 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 8	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,2	±5,0 ±11,1
26	ТП-38 10 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 10	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
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 $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 (0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК № 1-26 от минус 40 до плюс 55 °С.
- 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, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.
- 6 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.
- 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта 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
1	2
Количество измерительных каналов	26
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -40 до +35 от -40 до +55 от +10 до +30 от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 45000 2 35000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 5 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 оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

 - параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации: о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ ООО «Томскнефтехим» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	9
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ	3
Трансформаторы тока шинные	ТНШЛ-0,66	3
Трансформаторы тока опорные	ТОП	3
Трансформаторы тока	ТЛП-10	4
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ10	3
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ-10	1
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	2
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	24
Трансформаторы напряжения	НОМ-10-66	8
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД.20	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М.17	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД.05	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	9
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ART2-03 Р	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Ресурс-Е4-1-А-н	8
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1012 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Томскнефтехим», аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

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

ИНН 7017075536

Юридический адрес: 634067, Томская обл., г.Томск, Кузовлевский тракт, д. 2, стр. 202

Изготовитель

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

ИНН 3328489050

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

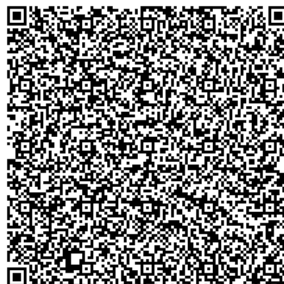
Испытательный центр

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

ИНН 3328489050

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

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» по объектам Газпром трансгаз Югорск, Газпром трансгаз Санкт-Петербург, Газпром добыча Оренбург, Газпром трансгаз Уфа

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» по объектам Газпром трансгаз Югорск, Газпром трансгаз Санкт-Петербург, Газпром добыча Оренбург, Газпром трансгаз Уфа (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» (далее – ПО), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) на базе сервера синхронизации времени, сервер баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (далее – АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (далее – ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период расчета. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за

период активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 минут;

- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИБК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;

- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;

- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;

- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;

- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;

- формирование отчетных документов;

- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;

- конфигурирование и параметрирование технических средств ИБК;

- сбор и хранение журналов событий счетчиков;

- ведение журнала событий ИБК;

- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;

- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;

- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий;

- дистанционный доступ к компонентам АИИС КУЭ.

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИБК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;

- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;

- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы.

Информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030. Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и (или) сервере БД.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, наземного канала связи Е1 (основной канал для № ИК 1-5, 95), канала связи GSM/GPRS типа 4G (основной канал для № ИК 6-94, 96-97), канала связи GSM/GPRS типа 2G (резервный канал) передачи данных от счетчиков до ИБК;

- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера БД на АРМ;

- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы и (или) АРМ (основной канал);

– посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и (или) АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени, часы сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени (УССВ). Синхронизация часов сервера БД с УССВ происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов сервера БД ± 1 с.

Журналы событий счетчика и сервера 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 средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1217) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на информационную табличку корпуса сервера БД.

Программное обеспечение

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

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

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
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	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-1 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.9, Вывод 10 кВ ТСН №1	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 100/5 Рег. № 25433-03	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	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
2	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-1 10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.36, Вывод 10 кВ ТСН №2	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 100/5 Рег. № 25433-03	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	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
3	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-3 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.19, Вывод 10 кВ ТСН №3	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 200/5 Рег. № 25433-08	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
4	ПС 220 кВ Компрессорная, ЗРУ-3 10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.26, Вывод 10 кВ ТСН №4	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 200/5 Рег. № 25433-08	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 220 кВ Компрессорная, ОПУ, 1 СШ 0,4 кВ, АВ2, КЛ 0,4 кВ Освещение ЗРУ-10 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.23 Кл. т. 1/2 Рег. № 46634-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
6	ПС 220 кВ Компрессорная, ОПУ, 3 СШ 0,4 кВ, АВ8, КЛ 0,4 кВ ЗРУ ПР1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 71031-18	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.11 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
7	ПС 220 кВ Компрессорная, ОПУ, 3 СШ 0,4 кВ, АВ5, КЛ 0,4 кВ ЗРУ ПР2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 71031-18	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±3,0
						реактивная	±2,2	±5,5
8	КТПН 10 кВ ДРП Маяк, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 22656-02	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±3,0
						реактивная	±2,2	±5,5
9	КТП 10 кВ №7,8,9, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
10	ВРУ-0,4 кВ Музыкальная школа, Ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ARTM-01 PB.G Кл. т. 1/2 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8
11	ВРУ-0,4 кВ ФОК, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	КТП 10 кВ УРС-7, 1СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
13	КТП 10 кВ УРС-7, 2СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
14	ВРУ-0,4 кВ Дом культуры, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
15	КТП 6 кВ №14, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
16	КТП 6 кВ №15, 1СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PB.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
17	КТП 6 кВ №17, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PB.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
18	КТП 6 кВ №18, РП-1 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PB.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
19	КТП 6 кВ №18, РП-2 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PB.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	ВРУ-0,4 кВ Детский сад, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3
21	ВРУ-0,4 кВ Детский сад (прачечная), Ввод 0,4 кВ	ТТИ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3
22	ВРУ-0,4 кВ Школа, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 28139-12	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3
23	КТП 6 кВ №19, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
24	КТП 6 кВ №22, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PB.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
25	КТП 6 кВ №24, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
26	КТП 6 кВ №25, 1СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 47957-11	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
27	КТП 6 кВ №25, 2СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 47957-11	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28	КТП 6 кВ №26, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТН-60 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 75345-19	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3
29	КТП 6 кВ №29, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 47959-16	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
30	КТП 6 кВ №31, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
31	КТП 6 кВ №30, 2СШ 0,4 кВ, АВ №8	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 47959-16	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
32	КТП 6 кВ №30, 1СШ 0,4 кВ, АВ №1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 47959-16	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PB.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
33	КТП 6 кВ №30, 2СШ 0,4 кВ, АВ №2	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 47959-16	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PB.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
34	КТП 6 кВ №28, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 47959-16	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3
35	КТП 6 кВ №20, 2СШ 0,4 кВ, АВ №4	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
36	КРУН-10 кВ Старая Ляля, СШ-10 кВ, ВЛ-10 кВ в сторону РП Старая Ляля	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-72	A1805RAL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
37	КТП 10 кВ Пилорама, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 52667-13	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.11 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-12		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
38	ЩУ-0,4 кВ ПАО Мегафон, Ввод 0,4 кВ БССС ПАО Мегафон	—	—	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл. т. 1/2 Рег. № 47560-11		активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8
39	КТПН РРС-36 10 кВ, 2СШ 0,4 кВ, ф. 0,4 кВ в сторону ПАО Ростелеком	—	—	Меркурий 234 ARTM-02 PB.G Кл. т. 1/2 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8
40	ЩУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону Токарная мастерская УНРЭМО АО Газпром центрэнергогаз	—	—	Меркурий 230 ART-02 PQRSIGDN Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
41	ПР-1 СЭРБ-1 0,4 кВ, ЩУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону Мастерские УНРЭМО АО Газпром центрэнергогаз	—	—	Меркурий 230 ART-02 PQRSIGDN Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
42	КТПН РРС-36 10 кВ, 1СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ARTM-02 PB.G Кл. т. 1/2 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
43	КТПН РРС-36 10 кВ, 2СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ARTM-02 PBR.G Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8
44	КТП 10 кВ ГИС-3, РУ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ARTM-02 PB.G Кл. т. 1/2 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8
45	ПКУЗ-10/10У1 10 кВ, СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 10/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
46	РЩ-0,4 кВ БССС Мотив 7/15, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.23 Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-12		активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
47	ЩУ-0,4 кВ ПАО Мегафон, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.23 Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-12	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
48	РЩ-0,4 кВ БССС Мотив 7/16, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.23 Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-12		активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
49	ЩО-2 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону Мастерская ПТУ Краснотурьинскгазремонт (Освещение, розеточные сети)	—	—	Меркурий 234 ARTM-02 PB.G Кл. т. 1/2 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8
50	ПР-5 0,4 кВ от ТП-13 10 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону Мастерская ПТУ Краснотурьинскгазремонт	ТТЭ-С-30 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 54205-13	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
51	ШС УРНЭМО 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.23 Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-12	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
52	ТП 6 кВ Артскважины №1, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	—	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
53	ТП 6 кВ Артскважины №2, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 47959-16	—	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
54	ВРУ-0,4 кВ Здание РТРС, Ввод 0,4 кВ от ШР-1 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 58386-14	—	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 47560-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
55	ВРУ-0,4 кВ Здание РТРС, Ввод 0,4 кВ от ШР-2 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 58386-14	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
56	Щит вводной 0,4 кВ БССС, Ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
57	ЩП-1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Екатеринбург-2000	—	—	Меркурий 236 ART-01 PQRS Кл. т. 1/2 Рег. № 47560-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8
58	РУ-0,4 кВ Контейнер БС Мотив Лангур, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
59	Шкаф ШР-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ПАО ВымпелКом	—	—	Меркурий 234 ARTM-01 PОВ.R Кл. т. 1/2 Рег. № 48266-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8
60	ВРУ-0,4 кВ БС Мотив, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Екатеринбург-2000	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.22 Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-12		активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
61	Шкаф ШР-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ПАО Мегафон	—	—	ПСЧ-3ТМ.05М.03 Кл. т. 1 Рег. № 36354-07		активная	±1,0	±5,0
62	КТП ПЭБ КЦ-4 6 кВ, АЩСУ-1А 0,4 кВ, ф. 0,4 кВ ПТП	—	—	Меркурий 234 ARTM-02 РВ.G Кл. т. 1/2 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8
63	КТП ПЭБ КЦ-5 6 кВ, АЩСУ-1А 0,4 кВ, ф. 0,4 кВ ПТП	—	—	Меркурий 234 ARTM-02 РВ.G Кл. т. 1/2 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8
64	КТП-51 2х1000 10 кВ, ЩСУ 0,4 кВ, 1СШ 0,4 кВ, QF5	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 17551-06	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.11 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-12		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
65	КТП-51 2х1000 10 кВ, ЩСУ 0,4 кВ, 2СШ 0,4 кВ, QF4	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 17551-06	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.11 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-12		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
66	ВРУ-0,4 кВ РММ электрощитовая СЭРБ, 2СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ПТУ Краснотурьинскгазремонт	ТТИ-40 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 28139-12	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.11 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-12		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
67	ТП 10 кВ Всеволодск, РУ-0,4 кВ Шельтер, ф. 0,4 кВ Мотив	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МД.23 Кл. т. 1/2 Рег. № 51593-12	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±2,0	±11,1
68	ВРУ-0,4 кВ БС Мотив, Ввод 0,4 кВ	—	—	МАЯК 301АРТД.112Т.2И ПО2Б Кл. т. 1/1 Рег. № 58854-14		активная	±1,0	±5,0
						реактивная	±1,0	±5,7
69	ЩУ-0,4 кВ от КТП-5 ПАО Мегафон, Ввод 0,4 кВ	—	—	СЕ301 R33 146 JAZ Кл. т. 1 Рег. № 34048-08		активная	±1,0	±5,0
70	КТП-63 кВа 6 кВ ТП-ЕЗ, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	—	A1802RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,8	±3,0
						реактивная	±2,2	±5,5
71	ТП 6 кВ ТМ-315, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 64182-16	—	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8
72	КТП-63 кВа 6 кВ А. М. Шестаков, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТН-Ш Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 75345-19	—	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
73	КТПМ-63 кВа 6 кВ П. П. Сайганов, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТИ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 28139-12	—	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
74	2КТП-160 6 кВ ТП-Воронова-1, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 67928-17	—	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
75	2КТП-160 6 кВ ТП-Воронова-1, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 67928-17	—	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	CCB-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±4,1
76	КТП-25 кВа 6 кВ ИП Соловых, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	A1141RAL-BW-4П Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 33786-07		реактивная	±2,4	±7,1
77	КТП-40 6 кВ ТП-Воронова-2, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 67928-17	—	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		активная	±0,6	±2,6
78	ТП-5 6 кВ Спектр, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 71031-18	—	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		реактивная	±1,0	±4,1
79	ТП-1 6 кВ БПО, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 64182-16	—	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±2,4	±7,1
80	ТП-2 6 кВ БПО, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 64182-16	—	A1802RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		реактивная	±0,8	±2,7
81	КТП-25 6 кВ Базаров В. С., РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ARTM-02 PB.G Кл. т. 1/2 Рег. № 48266-11		активная	±0,8	±2,7
82	ТП 6 кВ КТП Боев А. В., РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ARTM2-02 DPOBR.G Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19		реактивная	±1,0	±5,3
						активная	±2,0	±11,8
						реактивная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
83	КТП-160 6 кВ №2607, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТН-Ш Кл. т. 0,5 Ктт 250/5 Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.10 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 50460-18	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
84	ТП 6 кВ №2606, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ARTM-02 РВ.Г Кл. т. 1/2 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8
85	КТП-40 6 кВ Рыбацкий стан, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ARTM-02 РВ.Г Кл. т. 1/2 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8
86	КТП-25 кВа 6 кВ №8, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 15174-06	—	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
87	КТП-25 кВа 6 кВ №7, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 15174-06	—	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
88	КТП-25 кВа 6 кВ №6, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 15174-06	—	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8
89	КТП-25 кВа 6 кВ №5, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 15174-06	—	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8
90	КТП-160 6 кВ №2601, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 22656-07	—	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.Г Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
91	КТП-25 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 71031-18	—	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
92	ВРУ-0,4 кВ ООО Фирма Сервисгазавтоматика, ввод 0,4 кВ	—	—	A1141RAL-SW-4П Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 33786-07		активная	±0,6	±2,6
						реактивная	±1,0	±4,9
93	КТП-63 6 кВ №2600, РУНН-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ARTM-01 PB.G Кл. т. 1/2 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8
94	КТПН-25 №2610 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ARTM-02 PB.G Кл. т. 1/2 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±2,0	±11,8
95	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.23	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
96	КТП 10 кВ ИП Алибаев Г.Х., СШ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 64182-16	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
97	КТП 10 кВ ПАО Башинформсвязь, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 47959-16	—	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, 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 ИК № 1-4, 45 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$;
 - для ИК № 5-8, 37, 46-48, 51, 58, 60, 61, 64-69, 83, 95 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$;
 - для ИК № 9, 11-19, 23-27, 29-33, 35, 54, 96 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+75\text{ }^{\circ}\text{C}$;
 - для ИК № 10, 20-22, 28, 34, 38, 39, 42, 44, 49, 50, 57, 59, 62, 63, 81, 84, 85, 90, 93, 94, 97 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+75\text{ }^{\circ}\text{C}$;
 - для ИК № 36, 52, 53, 71, 79, 80, 88, 89 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$;
 - для ИК № 40, 41, 56 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$;
 - для ИК № 43, 82 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$;
 - для ИК № 55 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$;
 - для ИК № 70, 72-75, 77, 78, 86, 87, 91 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$;
 - для ИК № 76, 92 - при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$.
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 УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта 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
1	2
Количество измерительных каналов	97
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 $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - типа Альфа А1800 (рег. № 31857-06) - типа Альфа А1140 (рег. № 33786-07) - типа Меркурий 230 (рег. № 23345-07) - типа Меркурий 234 (рег. № 75755-19) - типа Меркурий 234 (рег. № 48266-11), Меркурий 236 (рег. № 47560-11) - типа СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08, 36697-12), ПСЧ-3ТМ.05М (рег. № 36354-07), ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 46634-11), ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 50460-12), ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 50460-18), ПСЧ-4ТМ.05МД (рег. № 51593-12), СЕ301 (рег. № 34048-08), МАЯК 301АРТД (рег. № 58854-14) – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от –45 до +40 от –40 до +65 от –25 до +65 от –40 до +55 от –45 до +70 от –45 до +75 от –40 до +60 от +15 до +25 от +5 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: – счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - для Альфа А1800 (рег. № 31857-06) - для Альфа А1140 (рег. № 33786-07), Меркурий 230 (рег. № 23345-07) - для Меркурий 234 (рег. № 48266-11), Меркурий 236 (рег. № 47560-11), СЕ301 (рег. № 34048-08), МАЯК 301АРТД (рег. № 58854-14) - для Меркурий 234 (рег. № 75755-19) - для СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08), ПСЧ-3ТМ.05М (рег. № 36354-07) - для СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12), ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 46634-11), ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 50460-12), ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 50460-18), ПСЧ-4ТМ.05МД (рег. № 51593-12) - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 150000 220000 320000 140000 165000 72

Продолжение таблицы 3

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
– УССВ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	22000
– сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	40000
Глубина хранения информации:	
– счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	45
- при отключении питания, год, не менее	5
– сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

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

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	ТЛО-10	13
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	36
Трансформаторы тока	Т-0,66	15
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-І	3
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	33
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-30, ТТИ-40, ТТИ-А	18
Трансформаторы тока	ТТН-Ш, ТТН-60	9
Трансформаторы тока измерительные 0,66 кВ	ТТЭ-С-30	3
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	51
Трансформаторы тока	ARJP2/N2J	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3
Трансформаторы напряжения	VRQ3n/S2	9
Счетчики электрической энергии трехфазные электронные	A1141RAL-SW-4П	1
Счетчики электрической энергии трехфазные электронные	A1141RAL-BW-4П	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RL-P4GB-DW-4	5
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RAL-P4GB-DW-4	5
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RAL-P4G-DW-4	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RL-P4GB-DW-4	7
Счетчики активной электрической энергии трехфазные	CE301 R33 146 JAZ	1
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	МАЯК 301АРТД.112Т.2ИПО2Б	1
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN	1
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230 ART-02 PQRSIGDN	2
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ARTM-01 PB.G	2
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ARTM-01 POB.R	1
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ARTM-02 PB.G	10

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM-02 PBR.G	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM2-02 DPOBR.G	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R	1
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ARTM-03 PB.G	23
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ARTM2-03 PB.R	7
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236 ART-01 PQRS	1
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236 ART-02 PQRS	1
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236 ART-03 PQRS	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-3TM.05M.03	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4TM.05MD.23	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4TM.05МК.10	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4TM.05МК.11	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4TM.05МК.20	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4TM.05МК.22	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4TM.05МК.23	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4TM.03M	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4TM.03M.01	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4TM.03M.08	2
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1217 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) ООО «Газпром энерго» по объектам Газпром трансгаз Югорск, Газпром трансгаз Санкт-Петербург, Газпром добыча Оренбург, Газпром трансгаз Уфа, аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «Газпром энергосбыт» (АО «Газпром энергосбыт»)

ИНН 7705750968

Юридический адрес: 119526, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 101, к. 3

Телефон: +7 (495) 428-40-90

Факс: +7 (495) 428-40-95

E-mail: info@gazpromenergosbyt.ru

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460028, Оренбургская обл., г. Оренбург, ул. Терешковой, двлд. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

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

ИНН 3328489050

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

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы видеоизмерительные MEZORIX

Назначение средства измерений

Системы видеоизмерительные MEZORIX (далее – системы) предназначены для измерений линейных размеров деталей сложной формы с последующим определением отклонения размеров, формы и взаимного расположения элементов деталей.

Описание средства измерений

Принцип работы систем видеоизмерительных MEZORIX основан на считывании с измерительных шкал значений по осям X и Y положения оптоэлектронного измерительного блока. Для измерений по оси Z системы могут быть оснащены контактным датчиком. Измерения проводятся как в ручном, так и в автоматическом режимах.

Системы состоят из Г-образной консоли с гранитным основанием, подвижного измерительного стола со стеклянным предметным столом, встроенных измерительных шкал, оптоэлектрической измерительной системы, включающей верхнюю и нижнюю подсветку, оптическую систему и датчики, вычислительного блока, персонального компьютера, контроллера, интегрированного в металлическое основание.

Для систем модификаций PARAGON S, PARAGON M, PARAGON HA управление перемещением по осям осуществляется при помощи электронного пульта для ручного управления. Управление перемещением по осям систем модификаций PARAGON S Manual осуществляется при помощи маховиков, расположенных на осях системы.

К средствам измерений данного типа относятся системы видеоизмерительные MEZORIX модификаций PARAGON S Manual, PARAGON S, PARAGON M, PARAGON HA.

Системы модификации PARAGON S Manual изготавливаются в 9 типоразмерах: 2010, 3020, 30203, 4030, 40303, 40304, 5040, 50403, 50404.

Системы модификации PARAGON S изготавливаются в 8 типоразмерах: 322, 323, 432, 433, 434, 542, 543, 544.

Системы модификации PARAGON M изготавливаются в 11 типоразмерах: 322, 323, 432, 433, 434, 542, 543, 544, 662, 663, 664.

Системы модификации PARAGON HA изготавливаются в 8 типоразмерах: 322, 323, 432, 433, 434, 542, 543, 544.

Пломбирование крепёжных винтов корпуса систем не предусмотрено, ограничение доступа к местам настройки (регулировки) обеспечено конструкцией корпуса.

Серийный номер систем в числовом или символично-числовом формате указывается методом печати на маркировочной наклейке, расположенной на металлическом основании сзади.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид систем видеоизмерительных MEZORIX представлен на рисунках 1 – 4.

Место указания серийного номера представлено на рисунке 5.

Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 6.



Рисунок 1 – Общий вид систем видеоизмерительных MEZORIX модификации PARAGON S Manual



Рисунок 2 – Общий вид систем видеоизмерительных MEZORIX модификации PARAGON S



Рисунок 3 – Общий вид систем видеоизмерительных MEZORIX модификации PARAGON M





Рисунок 4 – Общий вид систем видеоизмерительных MEZORIX модификации PARAGON HA



Рисунок 5 – Место указания серийного номера



Рисунок 6 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

Для работы с системами используется метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО) «Rational Vue» и «Inspect 3D», устанавливаемое на персональном компьютере для управления системой, обработки и хранения результатов измерений.

Аппаратная и программная части, работая совместно, обеспечивают заявленные точности конечных результатов измерений.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Rational Vue	Inspect 3D
Идентификационное наименование ПО	не ниже 2021.0	не ниже 9.11.11
Номер версии (идентификационный номер ПО)	-	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Модификация	Типо-размер	Диапазон измерений линейных размеров, мм			Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейных размеров, мкм	
		По оси X	По оси Y	По оси Z ¹⁾	В плоскости XY	По оси Z ¹⁾
PARAGON S Manual	2010	от 0 до 200	от 0 до 100	от 0 до 200	$\pm(3,0+L/200)$	$\pm(3,0+L/200)$
	3020	от 0 до 300	от 0 до 200	от 0 до 200	$\pm(3,0+L/200)$	$\pm(3,0+L/200)$
	30203	от 0 до 300	от 0 до 200	от 0 до 300	$\pm(3,0+L/200)$	$\pm(5,0+L/200)$
	4030	от 0 до 400	от 0 до 300	от 0 до 200	$\pm(3,0+L/200)$	$\pm(3,0+L/200)$
	40303	от 0 до 400	от 0 до 300	от 0 до 300	$\pm(3,0+L/200)$	$\pm(5,0+L/200)$
	40304	от 0 до 400	от 0 до 300	от 0 до 400	$\pm(5,5+L/200)$	$\pm(8,0+L/200)$
	5040	от 0 до 500	от 0 до 400	от 0 до 200	$\pm(3,5+L/200)$	$\pm(3,0+L/200)$
	50403	от 0 до 500	от 0 до 400	от 0 до 300	$\pm(3,5+L/200)$	$\pm(5,0+L/200)$
	50404	от 0 до 500	от 0 до 400	от 0 до 400	$\pm(5,5+L/200)$	$\pm(8,0+L/200)$
PARAGON S	322	от 0 до 300	от 0 до 200	от 0 до 200	$\pm(3,0+L/200)$	$\pm(3,0+L/200)$
	323	от 0 до 300	от 0 до 200	от 0 до 300	$\pm(3,0+L/200)$	$\pm(5,0+L/200)$
	432	от 0 до 400	от 0 до 300	от 0 до 200	$\pm(3,0+L/200)$	$\pm(3,0+L/200)$
	433	от 0 до 400	от 0 до 300	от 0 до 300	$\pm(3,0+L/200)$	$\pm(5,0+L/200)$
	434	от 0 до 400	от 0 до 300	от 0 до 400	$\pm(5,0+L/200)$	$\pm(8,0+L/200)$
	542	от 0 до 500	от 0 до 400	от 0 до 200	$\pm(3,5+L/200)$	$\pm(3,0+L/200)$
	543	от 0 до 500	от 0 до 400	от 0 до 300	$\pm(4,5+L/200)$	$\pm(5,0+L/200)$
	544	от 0 до 500	от 0 до 400	от 0 до 400	$\pm(5,0+L/200)$	$\pm(8,0+L/200)$

¹⁾ – при наличии контактного датчика
Примечание – где L – измеряемая длина в мм.

Продолжение таблицы 2

Модификация	Типо-размер	Диапазон измерений линейных размеров, мм			Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейных размеров, мкм	
		По оси X	По оси Y	По оси Z ¹⁾	В плоскости XY	По оси Z ¹⁾
PARAGON M	322	от 0 до 300	от 0 до 200	от 0 до 200	$\pm(2,5+L/200)$	$\pm(3,0+L/200)$
	323	от 0 до 300	от 0 до 200	от 0 до 300	$\pm(2,5+L/200)$	$\pm(5,0+L/200)$
	432	от 0 до 400	от 0 до 300	от 0 до 200	$\pm(2,5+L/200)$	$\pm(3,0+L/200)$
	433	от 0 до 400	от 0 до 300	от 0 до 300	$\pm(2,5+L/200)$	$\pm(5,0+L/200)$
	434	от 0 до 400	от 0 до 300	от 0 до 400	$\pm(4,5+L/200)$	$\pm(8,0+L/200)$
	542	от 0 до 500	от 0 до 400	от 0 до 200	$\pm(3,0+L/200)$	$\pm(3,0+L/200)$
	543	от 0 до 500	от 0 до 400	от 0 до 300	$\pm(3,5+L/200)$	$\pm(5,0+L/200)$
	544	от 0 до 500	от 0 до 400	от 0 до 400	$\pm(4,5+L/200)$	$\pm(8,0+L/200)$
	662	от 0 до 600	от 0 до 600	от 0 до 200	$\pm(4,0+L/200)$	$\pm(3,0+L/200)$
	663	от 0 до 600	от 0 до 600	от 0 до 300	$\pm(5,0+L/200)$	$\pm(5,0+L/200)$
	664	от 0 до 600	от 0 до 600	от 0 до 400	$\pm(5,5+L/200)$	$\pm(8,0+L/200)$
PARAGON HA	322	от 0 до 300	от 0 до 200	от 0 до 200	$\pm(1,8+L/200)$	$\pm(3,0+L/200)$
	323	от 0 до 300	от 0 до 200	от 0 до 300	$\pm(2,0+L/200)$	$\pm(3,5+L/200)$
	432	от 0 до 400	от 0 до 300	от 0 до 200	$\pm(2,0+L/200)$	$\pm(3,0+L/200)$
	433	от 0 до 400	от 0 до 300	от 0 до 300	$\pm(2,0+L/200)$	$\pm(3,5+L/200)$
	434	от 0 до 400	от 0 до 300	от 0 до 400	$\pm(3,5+L/200)$	$\pm(5,0+L/200)$
	542	от 0 до 500	от 0 до 400	от 0 до 200	$\pm(2,2+L/200)$	$\pm(3,0+L/200)$
	543	от 0 до 500	от 0 до 400	от 0 до 300	$\pm(2,2+L/200)$	$\pm(3,5+L/200)$
	544	от 0 до 500	от 0 до 400	от 0 до 400	$\pm(3,5+L/200)$	$\pm(5,0+L/200)$

¹⁾ – при наличии контактного датчика
Примечание – где L – измеряемая длина в мм.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Модификация	Типоразмер	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более	Максимальная масса измеряемой детали, кг
		Ширина	Длина	Высота		
PARAGON S Manual	2010	740	670	1860	165	30
	3020	740	670	1860	280	30
	30203	740	670	1960	300	30
	4030	880	760	1860	320	30
	40303	880	760	1960	340	30
	40304	880	760	2125	360	30
	5040	1130	880	1900	550	30
	50403	1130	880	2000	570	30
	50404	1130	880	2125	590	30
PARAGON S	322	960	900	1880	280	30
	323	960	900	1980	300	30
	432	1150	1060	1860	320	30
	433	1150	1060	1960	340	30
	434	1150	1060	2125	360	30
	542	1550	1100	1900	520	30
	543	1550	1100	2000	550	30
	544	1550	1100	2125	580	30
PARAGON M	322	900	1300	1680	280	20
	323	900	1300	1800	300	20
	432	900	1300	1680	280	20
	433	900	1300	1900	340	20
	434	900	1300	2080	360	20
	542	1000	1350	1830	380	20
	543	1000	1350	1930	400	20
	544	1000	1350	2080	420	20
	662	1000	1485	1800	580	20

Продолжение таблицы 3

Модификация	Типоразмер	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более	Максимальная масса измеряемой детали, кг
		Ширина	Длина	Высота		
PARAGON M	663	1000	1485	1920	610	20
	664	1000	1485	2120	620	20
PARAGON HA	322	900	1300	1680	250	20
	323	900	1300	1850	300	20
	432	900	1300	1680	280	20
	433	900	1300	1850	340	20
	434	900	1300	2050	360	20
	542	1000	1350	1680	380	20
	543	1000	1350	1850	400	20
	544	1000	1350	2050	440	20

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %	от +18 до +22 от 30 до 80
Напряжение питания переменного тока, В	220±22
Частота переменного тока, Гц	50±1,25

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система видеоизмерительная	MEZORIX	1 шт.
Пульт управления ¹⁾	-	1 шт.
Калибровочное приспособление	-	1 шт.
Контактный датчик	-	1 шт. ²⁾
Калибровочное кольцо	-	1 шт. ²⁾
Щуп со сферическим наконечником	-	1 шт. ²⁾
Программное обеспечение на электронном носителе	INSPECT 3D	1 шт.
Программное обеспечение на электронном носителе	RationalVue	1 шт. ²⁾
Персональный компьютер	-	1 шт.
Монитор	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ВИС.401233.001.РЭ	1 экз.
¹⁾ – только для модификаций PARAGON S, PARAGON M, PARAGON HA ²⁾ – поставляется по заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.4 «Использование изделия» «Системы видеоизмерительные MEZORIX модификаций PARAGON S MANUAL, PARAGON S, PARAGON M, PARAGON HA. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2840;

«Стандарт предприятия. Системы видеоизмерительные MEZORIX модификаций PARAGON S MANUAL, PARAGON S, PARAGON M, PARAGON HA», LaiYin Measurement Technology (Dongguan) Co., Ltd.

Правообладатель

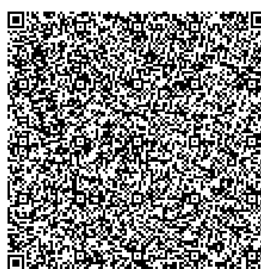
LaiYin Measurement Technology (Dongguan) Co., Ltd., KHP
Адрес: Room 110, Building 1, No.9 Hengzeng Road, Chang'an Town, Dongguan City,
Guangdong Province, KHP
E-mail: amanda@gd-rhine.com
Web-сайт: www.gd-rhine.com

Изготовитель

LaiYin Measurement Technology (Dongguan) Co., Ltd., KHP
Адрес: Room 110, Building 1, No.9 Hengzeng Road, Chang'an Town, Dongguan City,
Guangdong Province, KHP
E-mail: amanda@gd-rhine.com
Web-сайт: www.gd-rhine.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автопрогресс-М»
(ООО «Автопрогресс-М»)
Адрес: 125167, г. Москва, ул. Викторенко, д. 16, стр. 1
Тел.: +7 (495) 120-03-50
E-mail: info@autoproggress-m.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311195.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 104 в филиале ООО «Транснефть – Балтика» – «Нефтебаза «Усть-Луга»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 104 в филиале ООО «Транснефть – Балтика» – «Нефтебаза «Усть-Луга» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированного измерения массы нефти при проведении учетных операций.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти по результатам измерений:

- объёма нефти с помощью преобразователей расхода (ПР), давления и температуры;
- плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры или в лаборатории.

СИКН, заводской № 197, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), резервного БИЛ, блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ), блока трубопоршневой поверочной установки (ТПУ) с контрольно-резервной измерительной линией (ИЛ) для поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) ПР. БИЛ состоит из двух рабочих ИЛ и одной контрольно-резервной ИЛ, резервный БИЛ состоит из четырёх резервных ИЛ.

Особенностью конструкции СИКН является использование резервного БИЛ, контрольно-резервной ИЛ и блока ТПУ для работы с СИКН, расположенных на территории нефтебазы «Усть - Луга».



Рисунок 1 - Общий вид СИКН

В состав СИКН входят средства измерений, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень средств измерений

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователь расхода жидкости турбинные MVTM Dy 16"	16128-10
Преобразователь давления измерительный 3051	14061-10
Преобразователь измерительный 644	14683-09
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	22257-05
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	15644-06
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, 7845, 7847	52638-13
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827	15642-06
Вычислитель расхода жидкости и газа 7951	15645-06
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм*	14557-10
Анализатор серы общий рентгеноабсорбционный в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT	47395-17
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	48218-11
Расходомеры UFM 3030	32562-09
Преобразователи плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3»*	77871-20
Установки поверочные трубопоршневые двунаправленные	20054-06
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17

* Применяется при температуре среды от +5 до +40 °С.

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое вычисление массы брутто нефти (т);
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти (т);
- автоматическое измерение объемного влагосодержания (%), плотности (кг/м³), кинематической вязкости (мм²/с, сСт), динамической вязкости (мПа·с, сП), температуры (°С) и давления (МПа) нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ ПР по стационарной или передвижной ТПУ;
- поверку стационарной ТПУ по передвижной поверочной установке;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, представленную на рисунке 2, установленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Пломбировка СИКН не предусмотрена.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 2 – Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений, обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием ограничения доступа, установкой логинов и паролей разного уровня доступа, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к ПО для пользователя закрыт. Конструкция системы исключает возможность несанкционированного влияния на ПО системы и измерительную информацию.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3266
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	35DD379D
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D
Примечания 1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения СИКН. 2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде заглавных или прописных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр и букв. 3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти*, м ³ /ч	от 800 до 5600
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Давление измеряемой среды, МПа – минимальное – максимальное	0,2 1,6
Режим работы СИКН	периодический
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Физико-химические свойства измеряемой среды: – температура, °С – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ – кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, мм ² /с (сСт) – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – содержание свободного газа	от 0 до +40 от 830 до 895 от 2 до 60 1,0 900 0,05 Не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±1

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
а) температура окружающей среды, °С:	
– в месте установки БИЛ	от -43 до +35
– в месте установки ИВК	от +10 до +35
б) относительная влажность в месте установки ИВК, %	от 30 до 80
в) атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество шт./ экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 104 в филиале ООО «Транснефть – Балтика» – «Нефтебаза «Усть-Луга»	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1
Методика поверки	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 104 в филиале ООО «Транснефть – Балтика» – «Нефтебаза «Усть-Луга», Регистрационный номер ФР.1.29.2023.46414.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства 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

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть-Балтика»
(ООО «Транснефть-Балтика»)
ИНН 4704041900
Юридический адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, Арсенальная наб, д. № 11, лит. А

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть-Балтика»
(ООО «Транснефть-Балтика»)
ИНН 4704041900
Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, Арсенальная наб, д. № 11, лит. А
Телефон: +7 (812) 380-62-25
Факс: +7 (812) 660-07-70
E-mail: baltneft@spb.transneft.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть - Метрология» (АО «Транснефть - Метрология»)

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Телефон: (495) 950-87-00, факс: (495) 950-85-97

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» января 2024 г. № 180

Регистрационный № 91102-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСВ» (ПС 110 кВ Великодворье, ПС 110 кВ Юрьев-Польская, ПС 110 кВ Ковров, ПС 220 кВ Заря)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСВ» (ПС 110 кВ Великодворье, ПС 110 кВ Юрьев-Польская, ПС 110 кВ Ковров, ПС 220 кВ Заря) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – 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 электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя устройства сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД) на базе контроллеров сетевых промышленных СИКОН С1 и устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов ТК16L, каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя: сервер сбора МЭС Центра и сервер баз данных (далее по тексту – БД) МЭС Центра, сервер БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго», сервер БД ООО «ЭСВ»; устройства синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ) на базе источника первичного точного времени УКУС-ПИ 02ДМ (ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго»), комплекса измерительно-вычислительного СТВ-01 (МЭС Центра), устройства синхронизации времени УСВ-3 (ООО «ЭСВ»); автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации, технические средства обеспечения электропитания.

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

Первичные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика. 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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- 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 электрической энергии № 1-5 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы соответствующего контроллера сетевого промышленного (СИКОН С1), и далее – на сервер БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго».

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии № 6-7 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов (ТК16L), далее – на сервер сбора МЭС Центра, далее – на сервер БД МЭС Центра.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в УСПД, либо на серверах БД или сбора. Формирование и хранение поступающей информации осуществляется на уровне ИВКЭ, либо на уровне ИВК. Оформление отчетных документов осуществляется на уровне ИВК.

С сервера БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго», сервера БД МЭС Центра по каналам связи сети Ethernet информация поступает на сервер БД ООО «ЭСВ» в формате XML-макетов в соответствии с регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту – ОРЭМ). Сервер БД ООО «ЭСВ» также обеспечивает прием информации от других АИИС КУЭ утвержденного типа, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Передача информации в ПАК АО «АТС» с электронной цифровой подписью (далее по тексту – ЭЦП) субъекта ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется с сервера БД ООО «ЭСВ» по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). В состав СОЕВ входят: источник первичного точного времени УКУС-ПИ 02ДМ, комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01, сравнивающие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС/GPS.

Коррекция времени сервера БД ООО «ЭСВ» производится от УССВ на базе устройства синхронизации времени УСВ-3 (регистрационный номер типа средства измерения в Федеральном информационном фонде: 64242-16). Сличение времени сервера БД ООО «ЭСВ» с временем УСВ-3 происходит не реже одного раза в сутки. Коррекция времени выполняется при расхождении времени сервера БД ООО «ЭСВ» и УСВ-3.

Сравнение шкалы времени сервера БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго» со шкалой времени УКУС-ПИ 02ДМ происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация шкалы времени сервера БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго» со шкалой времени УКУС-ПИ 02ДМ осуществляется независимо от их расхождения.

Сравнение шкалы времени УСПД ИИК № 1-5 со шкалой времени сервера БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго» осуществляется не реже одного раза в сутки. Синхронизация шкалы времени УСПД ИИК № 1-5 со шкалой времени сервера БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго» осуществляется при превышении установленного значения коррекции времени. Установленное значение коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать более чем ± 1 с (параметр программируемый).

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК № 1-5 со шкалой времени соответствующих УСПД происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени соответствующего УСПД осуществляется при превышении установленного значения коррекции времени. Коррекция времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

СТВ-01, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК МЭС Центра с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК МЭС Центра выполняет функцию источника точного времени для УСПД (TK16L) ИВКЭ МЭС Центра. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД (TK16L) и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД (TK16L) выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД (TK16L) автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

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

Журналы событий УСПД и 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 корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1193) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД ООО «ЭСВ» в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее по тексту – ПО):

- ПК «Энергосфера» (сервер БД ООО «ЭСВ»).
- «Пирамида 2000» (сервер БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго»).
- специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)) (сервер сбора и сервер БД МЭС Центра).

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

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

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
ПО ПК «Энергосфера» (сервер БД ООО «ЭСВ»)										
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll									
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1									
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B									
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									
ПО «Пирамида 2000» (сервер БД ПАО «Россети Центра и Приволжье» - филиал «Владимирэнерго»)										
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramida.dll	ParsePiramida.dll	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fd3cce27e1ca480ac	52e28d7b608799bb328c327ea41b548d2c83	6f557f883a925b737261e664328c1f63d00b1ba7	48e73a9283d171acf4055bb294525bb2049afe1f0d9f	c391d64271ac5ca1a3fd32153ecd814c5b356a1dca09	ecf5329326f7cdc23ecd814c5b356a1dca09	530d9b0126f7cdc23ecd814c5b356a1dca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1dca09
Другие идентификационные данные	MD5									
СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (сервер сбора и сервер БД МЭС Центра)										
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)									
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.0.0.4									
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218									
Другие идентификационные данные	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe									

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	УСПД / УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Великодворье, РУ-10 кВ, 1 СШ-10 кВ, ввод Т-1	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С1 Рег. № 15236-01 / УКУС-ПИ 02ДМ Рег. № 60738-15	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
2	ПС 110 кВ Великодворье, РУ-10 кВ, 2 СШ-10 кВ, ввод Т-2	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	СИКОН С1 Рег. № 15236-01 / УКУС-ПИ 02ДМ Рег. № 60738-15	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
3	ПС 110 кВ Юрьев-Польская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Юрьев-Польский - Осановец	TG145 Кл.т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 30489-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-13 НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С1 Рег. № 15236-03 / УКУС-ПИ 02ДМ Рег. № 60738-15	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±6,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110 кВ Юрьев-Польская, ОРУ-110 кВ, ОМВ 110 кВ	TG Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 30489-09	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-13 НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОH С1 Рег. № 15236-03 / УКУС-ПИ 02ДМ Рег. № 60738-15	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±6,0
5	ПС 110 кВ Ковров, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Ковров - Камешково	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 26813-06	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОH С1 Рег. № 15236-03 / УКУС-ПИ 02ДМ Рег. № 60738-15	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±3,4 ±6,0
6	ПС 220 кВ Заря, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Шуя - Заря	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт 300/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-13	EPQS 114.23.27LL Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	TK16L Рег. № 36643-07 / СТВ-01 Рег. № 49933-12	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
7	ПС 220 кВ Заря, ОРУ-110 кВ, ОБВ-110 кВ	ТБМО-110-УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт 300/1 Рег. № 87415-22	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-13	EPQS 114.23.27LL Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	TK16L Рег. № 36643-07 / СТВ-01 Рег. № 49933-12	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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 $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК № 1-7 от минус 40 °С до плюс 60 °С. 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, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик. 6 Допускается замена УССВ, УССВ на аналогичное утвержденного типа. 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта 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
1	2
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 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 $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C – температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -10 до +50 от +5 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 24 45000 2 55000 24 35000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 10 45 10 3,5

Надежность системных решений: резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	4
Трансформаторы тока	TG145	3
Трансформаторы тока	TG	3
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 П*	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110 УХЛ1	9
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	3
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	2

Продолжение таблицы 4.

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.05	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М.01	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	EPQS 114.23.27LL	2
Источники первичные точного времени	УКУС-ПИ 02ДМ	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	3
Устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	TK16L	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1193 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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) ООО «ЭСВ» (ПС 110 кВ Великодворье, ПС 110кВ Юрьев-Польская, ПС 110кВ Ковров, ПС 220кВ Заря), аттестованном ООО «МЦМО», 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 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбыт Волга» (ООО «ЭСВ»)

ИНН 7704440018

Юридический адрес: 600000, г. Владимир, пр-кт Октябрьский, д. 10А, эт. 3, помещ. 3-2

Изготовитель

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

ИНН 3328489050

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

Испытательный центр

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

ИНН 3328489050

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» января 2024 г. № 180

Регистрационный № 91103-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Кемеровской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает 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;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

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

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы УСПД и счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ОАО «РЖД» оснащён устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от уровня ИВК ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 248. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4-6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		УСПД	УССВ
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ Пихтач, ЗРУ 10 кВ, Ф.ТСН-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4					
2	ПС 110 кВ Пихтач, ЗРУ 10 кВ, Ф.ТСН-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №18178-99	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Судженка, ЗРУ 10 кВ, Ф.ТСН-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4					
4	ПС 110 кВ Судженка, ЗРУ 10 кВ, Ф.ТСН-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4					
5	ПС 110 кВ Бериккульская, ЗРУ 10 кВ, Ф.ТСН-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
6	ПС 110 кВ Беркульская, ЗРУ 10 кВ, Ф.ТСН-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4							
7	ПС 110 кВ Сураново, ЗРУ 10 кВ, Ф.5	ТТ	ф.А: КТ=0,5S ф.С: КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10			ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-				
				С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P3B-4					

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2, 5	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
3, 4, 6	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
7	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+5$ до $+35^{\circ}\text{C}$.

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от $+21$ до $+25$ от $+18$ до $+22$
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ-3 - для Метроном-50М	от 90 до 110 от $2(5)$ до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до $+35$ от -40 до $+70$ от 0 до $+40$ от -25 до $+60$ от $+15$ до $+30$

Продолжение таблицы 6

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	12
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	1
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	7
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.248.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Кемеровской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

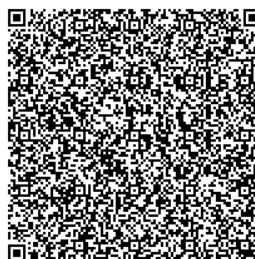
Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356
Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» января 2024 г. № 180

Регистрационный № 91104-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Свердловской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройство сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчик электрической энергии сохраняет в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчика при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчика любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

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

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы УСПД и счётчика.

Сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ОАО «РЖД» оснащён устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от уровня ИВК ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчик синхронизируется от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчика и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчик синхронизируется от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчика и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчика, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 252. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4-6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ						
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		УСПД	УССВ	
1	ПС 110 кВ Линейная, РУ 10 кВ, Яч.11, КВЛ 10 кВ ф.Линейная	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОЛ-СВЭЛ-10		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
			КТТ=300/5	B	ТОЛ-СВЭЛ-10			
			№70106-17	C	ТОЛ-СВЭЛ-10			
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2			
			КТН=10000/100	B				
			№20186-05	C				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4						
Примечания: 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчика на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик. 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов. 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.								

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $1(2)\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+5$ до $+35^{\circ}\text{C}$.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от $+21$ до $+25$
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, $^\circ\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчика - для УСПД - для УСВ-3 - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от -60 до $+40$ от -40 до $+65$ от 0 до $+40$ от -25 до $+60$ от $+15$ до $+30$
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчик электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИБК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 100000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 6

1	2
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Счетчики электроэнергии многофункциональные	Альфа А1800	1
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.252.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Свердловской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

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

ИНН 7706284124

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7

Телефон: +7 (495) 926-99-00

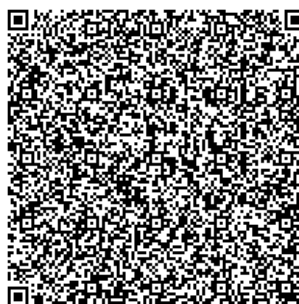
Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356
Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» января 2024 г. № 180

Регистрационный № 91105-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Московской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает 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;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

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

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

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы УСПД и счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ОАО «РЖД» оснащён устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируется от уровня ИВК ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 253. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4-6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ
1	2	3		4		5	6
1	ПС 35 кВ Отдых тяговая, РУ 35 кВ, Ввод-1 35 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №47959-16	А	ТОЛ-35	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТОЛ-35		
				С	ТОЛ-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
2	ПС 35 кВ Отдых тяговая, РУ 35 кВ, Ввод-2 35 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №47959-16	А	ТОЛ-35		
				В	ТОЛ-35		
				С	ТОЛ-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №51621-12	А	НАЛИ-СЭЩ		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 35 кВ Панки тяговая, РУ 35 кВ, Ввод-1 35 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-35	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-35		
				C	ТОЛ-НТЗ-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №70747-18	A	НАЛИ-НТЗ-35		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
4	ПС 35 кВ Панки тяговая, РУ 35 кВ, Ввод-2 35 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-35	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-35		
				C	ТОЛ-НТЗ-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №70747-18	A	НАЛИ-НТЗ-35		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,9
3, 4	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $1(2)\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+5$ до $+35^{\circ}\text{C}$.

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от $+21$ до $+25$ от $+21$ до $+25$ от $+18$ до $+22$
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ-3 - для Метроном-50М	от 90 до 110 от $1(2)$ до 120 от 0,5 до 1,0 от -60 до $+40$ от -40 до $+60$ от 0 до $+40$ от -25 до $+60$ от $+15$ до $+30$

Продолжение таблицы 6

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 220000 72 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-35	6
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ-35	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.253.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Московской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

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

Правообладатель

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

ИНН 7706284124

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

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

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

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

ИНН 7444052356

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

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

