

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» июня 2022 г. № 1486

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, не влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавли- ваемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии Интинская ТЭЦ	-	402.03	70591-18	-	-	МП-312235-006- 2017	-	Общество с ограниченной ответственностью «ТЕЛЕКОР» (ООО «ТЕЛЕКОР»), Московская обл., г. Одинцово	ФБУ «Нижегородский ЦСМ», г. Нижний Новгород
2.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнергосбыт» (филиал №1 ЗАО МПБК «Очаково», г. Краснодар)	-	001	54257-13	-	-	МП 54257-13	-	Филиал № 1 Акционерного общества «Московский пиво безалкогольный комбинат «Очаково» в г. Краснодаре (Филиал № 1 АО МПБК «Очаково» в г. Краснодаре), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Северной ТЭЦ-21 филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»	-	025	73485-18	-	МП 074-2018	-	МП 21-04-2022	Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСЕРВИС» (ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»), г. Санкт-Петербург	ФБУ «Тест-С.-Петербург», г. Санкт-Петербург
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Тюменской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум»	-	001	78222-20	-	-	МП 4-2020	-	Публичное акционерное общество «Фортум» (ПАО «Фортум»), г. Москва	ООО «АСЭ», г. Владимир

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» июня 2022 г. № 1486

Регистрационный № 70591-18

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Интинская ТЭЦ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Интинская ТЭЦ (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ является средством измерения единичного производства. Конструктивно АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений активной и реактивной электрической энергии, и средней мощности.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1) первый уровень – включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), класса точности 1 по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), вторичные электрические цепи.

2) второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа ЭКОМ-3000 и коммутационного оборудования.

3) третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер баз данных (далее – СБД) на базе виртуальной машины Microsoft Hyper-V, локальную вычислительную сеть (далее – ЛВС), автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного обмена между уровнями системы, технические средства для обеспечения ЛВС и разграничения доступа к информации.

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ. Перечень и состав АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 402.03, заводской номер указан в формуляре АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют 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.

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.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производит опрос цифровых счетчиков.

Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

ИВК с периодичностью не реже одного раза в сутки производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация и вычисление электроэнергии и мощности, записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя приемники сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS), встроенные в УСПД ЭКОМ-3000Т ИТЭЦ и УСПД ЭКОМ-3000Т СТЭЦ (АИИС КУЭ Сосногорская ТЭЦ (СТЭЦ), рег. № в ФИФ ОЕИ 69001-17).

Приемник сигналов точного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию времени УСПД с ежесекундным сличением. Корректировка времени в момент синхронизации осуществляется автоматически при обнаружении рассогласования времени более чем на ± 1 с УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков.

Сличение времени сервера с временем УСПД осуществляется при каждом обращении сервера к УСПД. Корректировка времени сервера выполняется при условии расхождения времени сервера и УСПД ± 2 с.

Сличение времени счетчиков с временем УСПД осуществляется при каждом обращении УСПД к счетчику. Корректировка времени счетчиков осуществляется раз в сутки, при условии расхождения времени счетчика и УСПД ± 3 с.

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

Программное обеспечение

Структура и функции программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ:

– встроенное ПО счетчиков, предназначенное для вычисления приращений активной и реактивной электрической энергии, и средней мощности;

– ПК «Энергосфера», разработанный ООО «Прософт-Системы» и предназначенный для автоматизированного сбора, обработки и отображения результатов измерений электрической энергии, ведения журнала событий, формирования отчетных документов, хранения и передачи информации в центры сбора.

Основные программы в составе ПК «Энергосфера», установленные на сервере:

- «Сервер опроса» (автоматизированный сбор информации со счетчиков);

- «Редактор расчетных схем» (создание и редактирование структуры объекта учета, настройка и отображение свойств средств измерений ИИК АИИС КУЭ);

- «Консоль администратора» (конфигурирование и настройка сервера, синхронизации времени, прав пользователей, параметров резервного копирования);
- «АРМ Энергосфера» (отображение результатов измерений и журнала событий, формирование отчетных документов);
- «Центр импорта/экспорта» (формирование и передача в автоматическом режиме в центры сбора информации, в том числе передача «стандартных» макетов);
- «Ручной ввод» (ввод данных в базу при нарушении связи со счетчиками);
- «Алармер» (ведение журнала событий)

На компьютерах АРМ оператора установлена программа «АРМ Энергосфера». Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является библиотека «pso_metr.dll», предназначенная для обработки информации, поступающей от счетчиков электрической энергии. Идентификация выполняется по команде оператора для программ ПК «Энергосфера», установленных на сервере. Идентификационные данные приведены в таблице 1.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ нормированы с учётом влияния программного обеспечения АИИС КУЭ. Защита программного обеспечения АИИС КУЭ и данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений осуществляется на аппаратном и программном уровне. Для защиты ПО АИИС КУЭ и данных реализован алгоритм авторизации и разграничения полномочий пользователей. Для защиты передаваемых данных осуществляется их кодирование, обеспечиваемое ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	7.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b для файла «pso_metr.dll»
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Перечень и состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ					
		Вид СИ	Фаза	Обозначение, тип	Рег. № в ФИФ ОЕИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ИТЭЦ, ЗРУ-35 кВ, яч. 3	ТТ	А	ТФНД-35м	82617-21	0,5	600/5
			В	-			
			С	ТФНД-35м			
		ТН	А	ЗНОМ-35-65	912-70	0,5	35000:√3/ 100:√3
			В	ЗНОМ-35-65			
			С	ЗНОМ-35-65			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
2	ИТЭЦ, ЗРУ-35 кВ, яч. 5	ТТ	А	ТФНД-35м	82617-21	0,5	600/5
			В	-			
			С	ТФНД-35м			
		ТН	А	ЗНОМ-35-65	912-70	0,5	35000:√3/ 100:√3
			В	ЗНОМ-35-65			
			С	ЗНОМ-35-65			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1	—
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—		
3	ИТЭЦ, ЗРУ-35 кВ, яч. 7	ТТ	А	ТФНД-35м	82617-21	0,5	600/5
			В	-			
			С	ТФНД-35м			
		ТН	А	ЗНОМ-35-65	912-70	0,5	35000:√3/ 100:√3
			В	ЗНОМ-35-65			
			С	ЗНОМ-35-65			
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1	—
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—		
4	ИТЭЦ, ЦРП-6 кВ, яч. 18	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5	200/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6	831-53	0,5	6000:√3/100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1	—
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—		
5	ИТЭЦ, ЦРП-6 кВ, яч. 19	ТТ	А	ТПЛ-10	1276-59	0,5	150/5
			В	-			
			С	ТПЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6	831-53	0,5	6000:√3/100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1	—
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
8	ИТЭЦ, ЦРП-6 кВ, яч. 12	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5	200/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6	831-53	0,5	6000:√3/100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1	—
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—		
9	ИТЭЦ, ЦРП-6 кВ, яч. 13	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5	50/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6	831-53	0,5	6000:√3/100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1	—
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—		
10	ИТЭЦ, ЦРП-6 кВ, яч. 7	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5	200/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6	831-53	0,5	6000:√3/100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1	—
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—		
11	ИТЭЦ, ЦРП-6 кВ, яч. 16	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-02	0,5	200/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6	831-53	0,5	6000:√3/100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1	—
УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
12	ТГ-1	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-08	0,5	1000/5
			В	ТПОЛ-10			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-6	831-53	0,5	6000:√3/100:√3
			В				
			С				
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01		36697-12	0,5S/1	—
		УСПД	ЭКОМ-3000Т		17049-14	—	—

Примечание:
– допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в настоящей таблице. Замена оформляется актом в установленном в ПАО «Т-Плюс» порядке, который хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ при измерении тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии, и средней мощности приведены в таблицах 3 и 4. В качестве характеристик относительной погрешности ИК АИИС КУЭ указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0.95.

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ± 5 с.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК при измерении активной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_{2(1*)} \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		δ _о , %	δ _р , %	δ _о , %	δ _р , %	δ _о , %	δ _р , %	δ _о , %	δ _р , %
1 – 5, 8 – 12 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	не норм.		±1,8	±2,2	±1,2	±1,7	±1,0	±1,6
	0,8	не норм.		±2,9	±3,2	±1,7	±2,1	±1,3	±1,9
	0,5	не норм.		±5,5	±5,7	±3,0	±3,3	±2,3	±2,7

Примечание – В таблице приняты следующие условные обозначения:
 $I_{2(1)}$, I_5 , I_{20} , I_{100} и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2 (1), 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; (1^*) – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности для коэффициента мощности $\cos\varphi$, равного 1, нормируется в диапазоне первичного тока $I_1 \leq I < I_5$;
 δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности;
 δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности;
 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая);

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	$\sin\varphi$	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_2 \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1 – 5, 8 – 12 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1	0,6	не норм.		$\pm 4,6$	$\pm 5,5$	$\pm 2,6$	$\pm 4,0$	$\pm 2,1$	$\pm 3,7$
	0,87	не норм.		$\pm 2,7$	$\pm 4,1$	$\pm 1,8$	$\pm 3,5$	$\pm 1,5$	$\pm 3,4$
Примечание – В таблице приняты следующие обозначения: $I_2, I_5, I_{20}, I_{100}$ и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2, 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n; δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности; δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая);									

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия эксплуатации компонентов ИК АИИС КУЭ: - температура окружающей среды, °С - параметр сети: напряжение, в долях от номинального значения U_n - параметр сети: сила тока, в долях от номинального значения I_n Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ: - температура окружающего воздуха трансформаторов, °С - температура окружающего воздуха счетчиков и УСПД, °С - температура окружающего воздуха ИВК, °С - относительная влажность воздуха при 30 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +20 до +25 $1,00 \pm 0,02$ $1,1 \pm 0,1$ от -45 до +40 от +10 до +35 от +15 до +30 90 от 84,0 до 106,7
Рабочие условия эксплуатации АИИС КУЭ – параметры сети: - напряжение, в долях от номинального значения U_n - сила тока, в долях от номинального значения I_n - частота, в долях от номинального значения f_n - коэффициент мощности ($\cos\varphi$) - индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл, не более	$1,0 \pm 0,1$ от 0,01(0,05) до 1,2 $1,00 \pm 0,02$ от 0,5 до 1,0 0,5
Параметры электрического питания средств приёма-передачи данных: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 ± 10 $50,0 \pm 0,2$
Среднее время наработки на отказ компонентов АИИС КУЭ, ч, не менее: - измерительных трансформаторов тока - измерительных трансформаторов напряжения - счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - УСПД ЭКОМ-3000Т - сервера	4000000 400000 165000 90000 286800
Среднее время восстановления системы, не более, ч	24
Средний срок службы системы, не менее, лет	20

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
 - автоматическое измерение средних на тридцатиминутных интервалах времени значений активной и реактивной электрической мощности;
 - периодический (каждые 30 мин или два раза в сутки для каналов сотовой связи) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии и средней мощности с заданной дискретностью и данных о состоянии средств измерений;
 - хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и данных о состоянии средств измерений АИИС КУЭ в базе данных сервера, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование) и от несанкционированного доступа;
 - УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;
 - хранение в счетчиках тридцатиминутных приращений электрической энергии в двух направлениях не менее 45 суток, а при отключении питания – не менее 10 лет;
 - формирование, ведение и хранение журнала событий АИИС КУЭ;
 - формирование и передача в автоматическом режиме отчетных документов в центры сбора информации, в том числе осуществление сервером обмена информацией с ИВК смежных АИИС КУЭ в виде макетов файлов в xml-формате;
 - обеспечение защиты с использованием электронной цифровой подписи при передаче измерительной информации в центры сбора;
 - предоставление пользователям и персоналу, эксплуатирующему АИИС КУЭ, регламентированного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений АИИС КУЭ;
 - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных АИИС КУЭ от несанкционированного доступа на аппаратном (пломбирование счетчиков, испытательных коробок, механическая защита шкафа сервера АИИС КУЭ) и программном уровне (авторизация пользователей, регистрация событий в журнале);
 - диагностика, мониторинг функционирования, конфигурирование и настройка параметров технических и программных средств АИИС КУЭ;
 - ведение системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ.
- Пломбирование средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, выполняется в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФНД-35м	6 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	13 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Счетчик электрической энергии multifunctional	СЭТ-4ТМ.03М	10 шт.

Продолжение таблицы 6

Наименование	Обозначение	Количество
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000Т	1 шт.
Сервер баз данных	Виртуальная машина Microsoft Hyper-V	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-006-2017	1 экз.
Формуляр	ТЕ.411711.402.03 ФО	1 экз.
Эксплуатационная документация	ТЕ.411711.402.03-ЛУ.	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7704254928

Адрес: 121421, г. Москва, ул. Рябиновая д. 26, стр. 2

Юридический адрес: 143180, Московская обл., г. Звенигород, ул. Ленина, д. 15, офис 65

Телефон/факс: +7 (495) 795-09-30

E-mail: info@telecor.ru

Испытательные центры

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

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

Телефон: +7 (351) 958-02-68

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

В части вносимых изменений:

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области» (ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 1

Тел./факс: 8- 800-200-22-14

Web-сайт: <http://www.nncsm.ru>

E-mail: mail@nncsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30011-13

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» июня 2022 г. № 1486

Регистрационный № 54257-13

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнергосбыт» (филиал №1 ЗАО МПБК «Очаково», г. Краснодар)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнергосбыт» (филиал №1 ЗАО МПБК «Очаково», г. Краснодар) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и 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 каналообразующую аппаратуру, сервер HP ProLiant DL360 G5 АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени (далее – УСВ) типа РСТВ-01-01 (рег. № 67958-17) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков через интерфейс RS-485 поступает на коммуникатор (или GSM-модем), а затем по GPRS-сети (основной канал связи) или GSM-сети (резервный канал связи) поступает на верхний уровень АИИС КУЭ, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в ИАСУ КУ АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ, АРМ Филиала №1 ЗАО МПБК «Очаково» в г. Краснодаре и другие заинтересованные организации осуществляется от сервера с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ типа РСТВ-01-01, синхронизирующего собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ. Часы сервера синхронизируются по времени часов УСВ, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Сличение часов счетчиков с часами сервера производится каждый сеанс связи со счетчиками (не реже 1 раза в сутки). Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении с часами сервера вне зависимости от наличия расхождения, но не реже чем 1 раз в сутки. Время задержки в каналах связи составляет не более 0,2 с.

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.
Заводской номер 001.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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

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

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	ИВК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП-10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ яч.3	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 50/5 Рег. № 1261-02	НТМК-10- 71У3 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 355-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7
2	РП-10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ яч.4	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 1261-02	НТМК-10- 71У3 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 355-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7
3	РП-10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ яч.13	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 2363-68	НТМК-10- 71У3 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 355-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	РП-10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ яч.14	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1261-02	НТМК-10- 71У3 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 355-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7
5	РП-10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ яч.18	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 1261-02	НТМК-10- 71У3 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 355-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7
6	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ яч.11	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7
7	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ яч.6	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7
8	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ яч.17	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ яч.12	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7
10	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ яч.27	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7
11	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ яч.26	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7
12	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ яч.35	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7
13	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ яч.24	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1261-02 ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7
14	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ яч.20	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ПС 110/10/6 кВ «ЗИП», ЗРУ 10/6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ яч.47	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7
16	ПС 110/10/6 кВ «ЗИП», ЗРУ 10/6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ яч.19	ТПЛ-10 УЗ Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL360 G5	активная реактивная	±1,1 ±2,3	±3,0 ±4,7
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 $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 16 от 0 до плюс 40 °С.
- 4 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.
- 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
- 6 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 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	16
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 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 и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 1,0 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - 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 55000 2 256554 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	35 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания ИВК 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:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.
- 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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ 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	Тип	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	11
	ТПЛМ-10	2
	ТПЛ-10	19
Трансформаторы напряжения	НТМК-10-71У3	2
	НТМИ-6-66	4
	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Счётчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	16
Устройство синхронизации времени	РСТВ-01-01	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	ОЧ.07.2013-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Мосэнергосбыт» (филиал №1 ЗАО МПБК «Очаково», г. Краснодар), аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2008 от 02.06.2008 г., 105122, Москва, Щёлковское шоссе, 9.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

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

Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9

Адрес: 115114, г. Москва, ул. Летниковская, д.11/10, строение 4, 2 этаж

Телефон: +7 (495) 258-45-35

Факс: +7 (495) 363-48-69

E-mail: info@t-souz.ru

Испытательный центр

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

ИНН 9729315781

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» июня 2022 г. № 1486

Регистрационный № 73485-18

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Северной ТЭЦ-21 филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Северной ТЭЦ-21 филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);
- автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр)) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- хранение результатов измерений;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового (розничного) рынка электроэнергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без нее;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

- автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительно-информационный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счётчики активной и реактивной электрической энергии. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) – технические средства для организации локальной вычислительной сети и программно-технический комплекс (далее – ПТК) АИИС КУЭ, включающий аппаратные средства и программное обеспечение (далее – ПО) для обеспечения функции хранения результатов измерений (далее – сервер БД) и программное обеспечение для сбора и доступа к данным, их конфигурации и формирования автоматизированных рабочих мест (далее – АРМ).

ПТК АИИС КУЭ развернут в центре обработки данных (далее – ЦОД) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». АРМы развернуты в ЦОД и на рабочих местах специалистов.

На первом уровне первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы, которые по вторичным цепям поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии (измерительный канал). Измеренная электрическая энергия за интервал времени 30 мин записывается в энергонезависимую память счетчика.

На втором уровне происходит:

- настройка параметров ИВК;
- сбор данных из памяти счетчиков в БД;
- хранение данных в БД;
- формирование справочных и отчетных документов;
- передача информации смежным субъектам электроэнергетики – участникам оптового рынка электрической энергии и мощности и в ПАК КО;
- настройка, диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- поддержание точного времени в системе.

ПТК АИИС КУЭ производит сбор данных из памяти счетчиков электроэнергии и их хранение в БД, обработку, отображение, подготовку отчетных документов, а также формирование и передачу информации в виде утвержденных макетов в ПАК КО и другим участникам энергосистемы в рамках согласованных регламентов. ПТК имеет возможность двунаправленного обмена данными с другими ПТК как макетами утвержденных форм, так и данными в собственном формате. Отправка данных по электронной почте в XML-формате возможна с ЭЦП и без неё.

Для поддержания единого времени в АИИС КУЭ используется шкала времени устройства синхронизации частоты и времени (далее – УСЧВ) Метроном 1000 (регистрационный номер № 56465-14). ПТК АИИС КУЭ не менее одного раза в сутки синхронизирует часы с УСЧВ при расхождении более чем на ± 2 с (настраиваемый параметр). ПТК АИИС КУЭ синхронизирует часы счетчиков при сеансах связи при расхождении времени более чем на ± 2 с.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера АИИС КУЭ.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и сервера БД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерения не предусмотрено. Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ).

Заводской номер в виде цифрового обозначения установлен в технической документации. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» в состав которого входят модули, указанные в таблице 1.1 и/или ПО ПК «Энергосфера» в состав которого входят модули, указанные в таблице 1.2.

ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Таблица 1.1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	as_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 1.2 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	pro_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменения параметров, защиту прав пользователей и входа с помощью пароля, кодирование данных при передаче, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменения параметров, защиту прав пользователей и входа с помощью пароля, кодирование данных при передаче, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав измерительного канала				Вид электрической энергии	Метрологические характеристики	
№ ИК	Наименование объекта	ТТ	ТН	Счетчик	ПТК/УСЧВ		Границы допускаемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТИ-21.001	Г-1	ТТЭО-Г-3 8000/1 0,2S Рег. № 63877-16	ЗНОЛ.06.4-10 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} =3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР», ПО ПК «Энергосфера» / УСЧВ Метроном 1000, Рег. № 36465-14	активная реактивная	0,6 1,3	1,5 2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТИ-21.002	Г-2	ТТЭО-Г-3 8000/1 0,2S Рег. № 63877-16	ЗНОЛ.06.4-10 10000/ $\sqrt[3]{3:100}$ / $\sqrt[3]{3}$ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 1 (10) A Uном = 3x57,7/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР», ПО ПК «Энергосфера» / УСЧВ Метроном 1000, рег. № 56465-14	активная	0,6	1,5
						реактивная	1,3	2,4
ТИ-21.003	Г-3	ТТЭО-Г-3 8000/1 0,2S Рег. № 63877-16	ЗНОЛ.06.4-10 10000/ $\sqrt[3]{3:100}$ / $\sqrt[3]{3}$ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 1 (10) A Uном = 3x57,7/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		активная	0,6	1,5
						реактивная	1,3	2,4
ТИ-21.004	Г-4	ТТЭО-Г-3 8000/1 0,2S Рег. № 63877-16	ЗНОЛ.06.4-10 10000/ $\sqrt[3]{3:100}$ / $\sqrt[3]{3}$ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 1 (10) A Uном = 3x57,7/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР», ПО ПК «Энергосфера» / УСЧВ Метроном 1000, рег. № 56465-14	активная	0,6	1,5
						реактивная	1,3	2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТИ-21.005	Г-5	ТТЭО-Г-3 8000/1 0,2S Рег. № 63877-16	ЗНОЛ.06.4-10 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 1 (10) А Uном = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР», ПО ПК «Энергосфера» / УСЧВ Метроном 1000, рег. № 56465-14	активная реактивная	0,6 1,3	1,5 2,4
ТИ-21.411	РУСН-6 кВ, Ввод ТСНО-1А, яч. 125	ТОЛ-10-1 1500/5 0,5S Рег. № 47959-11	UGE 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,8
ТИ-21.412	РУСН-6 кВ, Ввод ТСНО-1Б, яч. 129	ТОЛ-10-1 1500/5 0,5S Рег. № 47959-11	UGE 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТИ-21.421	РУСН-6 кВ, Ввод ТСНО-2А, яч. 223	ТОЛ-10-І 1500/5 0,5S Рег. № 47959-11	UGE $6000/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Іном (Імакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР», ПО ПК «Энергосфера» / УСЧВ Метроном 1000, рег. № 56465-14	активная	1,2	3,3
						реактивная	2,8	5,8
ТИ-21.422	РУСН-6 кВ, Ввод ТСНО-2Б, яч. 227	ТОЛ-10-І 1500/5 0,5S Рег. № 47959-11	UGE $6000/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Іном (Імакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		активная	1,2	3,3
						реактивная	2,8	5,8
ТИ-21.431	РУСН-6 кВ, Ввод ТСНО-3А, яч. 321	ТОЛ-10-І 1500/5 0,5S Рег. № 47959-11	UGE $6000/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Іном (Імакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		активная	1,2	3,3
						реактивная	2,8	5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТИ-21.432	РУСН-6 кВ, Ввод ТСНО-3Б, яч. 325	ТОЛ-10-І 1500/5 0,5S Рег. № 47959-11	UGE 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Іном (Імакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР», ПО ПК «Энергосфера» / УСЧВ Метроном 1000, рег. № 56465-14	активная	1,2	3,3
						реактивная	2,8	5,8
ТИ-21.441	РУСН-6 кВ, Ввод ТСНО-4А, яч. 421	ТОЛ-10-І 1500/5 0,5S Рег. № 47959-11	UGE 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Іном (Імакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		активная	1,2	3,3
						реактивная	2,8	5,8
ТИ-21.442	РУСН-6 кВ, Ввод ТСНО-4Б, яч. 425	ТОЛ-10-І 1500/5 0,5S Рег. № 47959-11	UGE 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Іном (Імакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		активная	1,2	3,3
						реактивная	2,8	5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТИ-21.451	РУСН-6 кВ, Ввод ТСНО-5А, яч. 521	ТОЛ-10-І 1500/5 0,5S Рег. № 47959-11	UGE 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Іном (Імакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР», ПО ПК «Энергосфера» / УСЧВ Метроном 1000, рег. № 56465-14	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,8
ТИ-21.452	РУСН-6 кВ, Ввод ТСНО-5Б, яч. 525	ТОЛ-10-І 1500/5 0,5S Рег. № 47959-11	UGE 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Іном (Імакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,8
ТИ-21.461	РУСН-6 кВ, Ввод ТСН-Р- ША, яч. 103	ТОЛ-10-І 1500/5 0,5S Рег. № 47959-11	UGE 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Іном (Імакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТИ-21.462	РУСН-6 кВ, Ввод ТСН-Р-ШБ, яч. 130	ТОЛ-10-1 1500/5 0,5S Рег. № 47959-11	UGE $6000/\sqrt{3} \cdot 100/\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Inom (Imакс) = 5 (10) A Uном = 3x57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06	ПЭМ с ПО «АльфаЦЕНТР», ПО ПК «Энергосфера» / УСЧВ Метроном 1000, рег. № 56465-14	активная	1,2	3,3
						реактивная	2,8	5,8
ТИ-21.505	КЛ-0,4 кВ ООО «ЭСМ-Комплект» РУСН-0,4 кВ НГВС яч. 5	ТОП-0,66 150/5 0,5S Рег. № 47959-11	-	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Inom (Imакс) = 5 (10) A Uном = 3x220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		активная	1,0	3,2
						реактивная	2,4	5,5
ТИ-21.508	КЛ-0,4 кВ ОАО «Северо-Западный «Промжелдортранс» РУСН-0,4 кВ НГВС яч. 8	ТОП-0,66 150/5 0,5S Рег. № 47959-11	-	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Inom (Imакс) = 5 (10) A Uном = 3x220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		активная	1,0	3,2
						реактивная	2,4	5,5

П р и м е ч а н и я

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 2 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН, УСЧВ, счетчиков на аналогичные утвержденные 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. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	19
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - 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 и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{смк.} от 49,6 до 50,4 от -60 до +40 от +10 до +35 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: - 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	120000 24 80000 1
Глубина хранения информации: счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 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;

- применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;

- стойкость к электромагнитным воздействиям;

- ремонтпригодность;

- программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;

- функция контроля процесса работы и средства диагностики системы;

- резервирование электропитания оборудования системы;

- резервирование каналов связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;

- журнал событий ИВК:

- изменение значений результатов измерений;

- изменение коэффициентов ТТ и ТН;

- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;

- пропадание питания;

- замена счетчика;

- получение с уровня ИИК «Журнал событий» ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;

- сервера;

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

- электросчетчика;

- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ 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	Тип	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТТЭО-Г-3	5
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	36
Трансформатор тока	ТОП-0,66	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06.4-10	15
Трансформатор напряжения	UGE	21
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RALQ-P4GB-DW-4	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RALQ-P4GB-DW-4	2
Устройство синхронизации частоты и времени	Метроном 1000	2
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 21-04-2022	1
Формуляр	ПЭ-299.ФО	1

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) Северной ТЭЦ-21 филиала «Невский» ПАО «ТГК-1», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

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.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПетроЭнергоцентр»

(ООО «ПетроЭнергоцентр»)

ИНН 7842345538

Адрес: 191119, г. Санкт-Петербург, ул. Днепропетровская, д.33, лит.А, пом. 11-15(2Н)

Телефон: +7 (812) 764-99-00

Факс: +7 (812) 572-32-29

E-mail: petroenergocentr@mail.ru Web-сайт: petroenergocenter.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, пом. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (985) 992-27-81

E-mail: info.spetcenergo@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц

RA.RU.312426.

Испытатель, проводивший анализ изменений, вносимых в конструкторскую, технологическую и (или) техническую документацию средства измерений:

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц

RA.RU.311484.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» июня 2022 г. № 1486

Регистрационный № 78222-20

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Тюменской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Тюменской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами Тюменской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электрической энергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- ведение единого времени при выполнении измерений количества активной и реактивной электрической энергии и формирования данных о состоянии средств измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии и данных о состоянии средств измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии средств измерений;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений в XML-формате по электронной почте коммерческому оператору и внешним организациям с электронной подписью;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения (ПО) от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- обеспечение по запросу коммерческого оператора дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений с сервера информационно-вычислительного комплекса (ИВК) АИИС КУЭ на всех уровнях АИИС КУЭ;

- обеспечение отображения коэффициентов трансформации измерительных каналов (ИК) на уровнях ИВКЭ и ИВК.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327 с ГЛОНАСС/GPS-приемником и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – ИВК, включающий в себя сервер АИИС КУЭ, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и ПО «АльфаЦЕНТР».

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации, передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений по группам точек поставки производится с сервера АИИС КУЭ настоящей системы, осуществляется в ручном режиме с подтверждением подлинности электронной подписью ответственного сотрудника исполнительного аппарата ПАО «Фортум».

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК).

АИИС КУЭ оснащена УСПД, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника, при наличии расхождения равного ± 1 с и более.

Сервер АИИС КУЭ периодически сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСПД. При отставании шкалы времени сервера АИИС КУЭ от шкалы времени УСПД более 2 с либо при опережении более 0 с происходит синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При отставании шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД более 2 с либо при опережении более 0 с происходит синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001 указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Тюменской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум».

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.10
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики
Состав ИК и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	Тюменская ТЭЦ-1 1Г-1	ORG 24 5000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 34020-07	UKM 24/3/10500 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 34019-07	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСПД: RTU-327 Рег. № 41907-09 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная
2	Тюменская ТЭЦ-1 1Г-2	B111 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 34017-07	UKM 24/3/15750 UKM 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 34018-07 Рег. № 58436-14	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		реактивная
3	Тюменская ТЭЦ-1 2Г-1	TOROID 5000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 46293-10	UKM 24/3 11000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 46294-10	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная
4	Тюменская ТЭЦ-1 2Г-2	TOROID 8000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 46293-10	UKM 24/3 UKM 15750/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 46294-10 Рег. № 58436-14	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		реактивная
5	Тюменская ТЭЦ-1 ТГ-5	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 76639-19	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	Тюменская ТЭЦ-1 ТГ-6	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 76639-19	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСПД: RTU-327 Рег. № 41907-09 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
7	Тюменская ТЭЦ-1 ТГ-7	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70 Рег. № 76639-19	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
8	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 1а, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1- 1-Центральная 1 цепь с отпайкой ПС Загородная (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ-1- Центральная-1)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
9	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 2, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1- Центральная 2 цепь с отпайкой ПС Загородная (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ-1- Центральная-2)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
10	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 4, ВЛ 110 кВ Тюмень- Тюменская ТЭЦ-1 № 1 с отпайкой на ПС Причал	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
11	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 6, ВЛ 110 кВ Тюмень- Тюменская ТЭЦ-1 № 2 с отпайкой на ПС Причал	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
12	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 9, ВЛ 110 кВ Тюмень-	ВСТ 1000/5	СРВ 123 110000/√3:100/√3	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5		активная

	Тюменская ТЭЦ-1 № 3 с отпайками (ВЛ 110 кВ Тюмень-ТТЭЦ1-3)	Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Рег. № 31857-06		реактивная
Продолжение таблицы 2						
1	2	3	4	5	6	7
13	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 11, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1-Домостроительная с отпайками на ПС ЛПК (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ1-Домостроительная)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСПД: RTU-327 Рег. № 41907-09 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная
14	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 12, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1-Монтажная 1 цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ1-Монтажная-1)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		реактивная
15	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 14, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1-Монтажная 2 цепь с отпайкой на ПС Промбаза (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ1-Монтажная-2)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		реактивная
16	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 16, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1-Моторный 1 цепь (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ-1-Моторный-1)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		реактивная
17	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 17, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1-Моторный 2 цепь (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ-1-Моторный-2)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		реактивная
18	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 21, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1-Тюменская ТЭЦ-2 1 цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ1-ТТЭЦ2 1 цепь)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 22, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1-Тюменская ТЭЦ-2 2 цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ1-ТТЭЦ2 2 цепь)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСПД: RTU-327 Рег. № 41907-09 сервер АИИС КУЭ: НР Proliant DL380 G7	активная реактивная
20	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 24, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1-Войновка с отпайками (ВЛ 110 кВ ТТЭЦ1-Войновка)	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
21	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 26, ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1-Граничная с отпайками	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
22	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, 2ОВ 110 кВ	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
23	Тюменская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, 1ОВ 110 кВ	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	СРВ 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
24	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 109, КЛ-10 кВ ф. РП-10-1	ТЛК 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
25	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 207, КЛ-10 кВ ф. РП-10-2	ТЛК 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
26	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 315, КЛ-10 кВ ф. РП-8-1	ТЛК 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСПД: RTU-327 Рег. № 41907-09 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
27	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 206, КЛ-10 кВ ф. РП-8-2	ТЛК 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
28	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 409, КЛ-10 кВ ф. РП Разделительная	ТОЛ-СЭЩ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
29	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 313, КЛ-10 кВ ф. ст. Подкачки	ТОЛ-СЭЩ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
30	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 2 сек. 10 кВ, яч. 205, КЛ 10 кВ База ГТНГ	ТЛК 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
31	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 3 сек. 10 кВ, яч. 310, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-3МЗ-1	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
32	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 2 сек. 10 кВ, яч. 203, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-3МЗ-2	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
33	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 4 сек. 10 кВ, яч. 404, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-Стар-2	ТЛК 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСПД: RTU-327 Рег. № 41907-09 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная реактивная
34	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 1 сек. 10 кВ, яч. 103, КЛ 10 кВ ЧАДЭ	ТЛК 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
35	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 3 сек. 10 кВ, яч. 311, КЛ 10 кВ ТТЭЦ-1 - Приборостроительный з/д-1	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
36	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 2 сек. 10 кВ, яч. 210, КЛ 10 кВ Приборостроительный з/д-2	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
37	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 3 сек. 10 кВ, яч. 304, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1- Стар-1	ТЛК 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
38	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 1 сек. 10 кВ, яч. 110, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-РЭП-1	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
39	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 3 сек. 10 кВ, яч. 314, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-РЭП-4	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
40	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 1 сек. 10 кВ, яч. 105, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-Судостроительный з/д-1	ТОЛ-СЭЩ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСПД: RTU-327 Рег. № 41907-09 сервер АИИС КУЭ: НР Proliant DL380 G7	активная реактивная
41	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 4 сек. 10 кВ, яч. 408, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-Судостроительный з/д-2	ТЛК 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
42	Тюменская ТЭЦ-1, ЗРУ-10 кВ, 3 сек. 10 кВ, яч. 305, КЛ 10 кВ ТТЭЦ1-Торфосклад	ТЛК 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
43	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 102, КЛ-10 кВ ф. РП-59-1	ТЛК 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
44	ЗРУ ТЭЦ-1, РУ-10 кВ, яч. 204, КЛ-10 кВ ф. РП-59-2	ТЛК 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛ-06 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
45	Тюменская ТЭЦ-1, РУСН-0,4 кВ Нейтрализации, Панель 12, КЛ 0,4 кВ База ООО Антикор-91	ТОП 0,66 ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Кл. т. 0,2S Рег. № 15174-01 Рег. № 15174-06	–	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
46	Тюменская ТЭЦ-1, Сборка размораживающего устройства 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Сириус-40	ТОП-0,66 Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,2S Кл. т. 0,5S Рег. № 15174-06 Рег. № 52667-13	–	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСПД: RTU-327 Рег. № 41907-09 сервер АИИС КУЭ: HP Proliant DL380 G7	активная
47	Тюменская ТЭЦ-1, сек. № 2 0,4 кВ ТП-Насосная, п. 14, КЛ 0,4 кВ Гаражи Конструктор-2	ТОП 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	–	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		реактивная
48	Тюменская ТЭЦ-1, 72С 6 кВ, яч. 195а, КЛ 6 кВ Фидер 6 кВ Трансформатор № 1 Профилакторий	ТЛК-СТ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 58720-14	НТМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная
49	Тюменская ТЭЦ-1, 9С 6 кВ, яч. 254, КЛ 6 кВ Фидер 6 кВ Трансформатор № 2 Профилакторий	ТЛК-СТ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 58720-14	НТМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		реактивная

П р и м е ч а н и я

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденного типа.
- 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
- 5 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,3	1,8
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,4	2,3	1,2	1,6	2,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,5	2,3	1,2	1,7	2,4
2; 5 - 7; 24 - 27; 30; 33; 34; 37; 41 - 44 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	1,9	3,0	5,5
3; 4; 8 - 23 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,1	1,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,9	1,3	0,8	1,2	1,5
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,3	2,0	1,3	1,5	2,2
28; 29; 31; 32; 35; 36; 38; 39; 40; 48; 49 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,7	3,0	1,2	1,8	3,1
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,0	3,0	5,5
45; 47 (ТТ 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,6	1,0	1,8	0,9	1,2	1,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,4	2,6	1,1	1,6	2,8
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,7	5,2	1,8	2,8	5,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,9	5,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
46 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,6	1,0	1,8	0,9	1,2	1,9
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,6	1,0	1,8	0,9	1,2	1,9
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	0,9	1,4	2,6	1,1	1,6	2,8
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	0,9	1,5	2,7	1,1	1,7	2,8
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	1,7	2,8	5,3	1,9	2,9	5,3
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до плюс 35 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.							

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,3	0,9	1,6	1,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,4	1,0	1,7	1,4
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,0	1,4	2,3	1,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	2,1	1,4	2,5	1,9
2; 5 - 7; 24 - 27; 30; 33; 34; 37; 41 - 44 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,2	2,0	1,5
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,5	2,6	1,7
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4	2,5	4,5	2,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,4	2,6	4,6	2,8
3; 4; 8 - 23 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,9	0,7	1,3	1,2
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,9	0,7	1,3	1,2
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,2	0,9	1,6	1,3
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,3	1,0	1,9	1,6
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,2	1,6	3,3	2,5

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
28; 29; 31; 32; 35; 36; 38; 39; 40 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,2	2,0	1,5
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,8	1,2	2,1	1,5
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,5	2,7	1,8
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	2,5	1,6	2,9	2,0
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,6	2,7	5,2	3,3
45; 47 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,5	1,0	1,7	1,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,2	1,3	2,4	1,6
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,2	2,4	4,4	2,6
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,3	2,5	4,5	2,8
46 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,5	1,0	1,7	1,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,5	1,0	1,8	1,3
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,2	1,3	2,5	1,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	2,3	1,4	2,7	1,9
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,4	2,6	5,1	3,2
48; 49 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,9	1,2	2,6	2,1
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,9	1,2	2,6	2,1
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,5	3,0	2,3
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	3,1	2,5
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	4,8	3,2
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до плюс 35 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

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

Продолжение таблицы 5

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +35 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более УСПД - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 3 250000 24 50000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, сут, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	180 30 45 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	± 5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;
- журнал УСПД:
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);

- попыток несанкционированного доступа;
- связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
- перезапусков ИВКЭ;
- фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- результатов самодиагностики;
- отключения питания;
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ORG 24	3
Трансформатор тока	B111	3
Трансформатор тока	TOROID	6
Трансформатор тока	ТШЛ 20	6

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформатор тока	ВСТ	48
Трансформатор тока	ТЛК	36
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	27
Трансформатор тока	ТОП 0,66	2
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор тока	Т-0,66	1
Трансформатор тока	ТОП	3
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	4
Трансформатор напряжения	УКМ 24/3/10500	3
Трансформатор напряжения	УКМ 24/3/15750	2
Трансформатор напряжения	УКМ	2
Трансформатор напряжения	УКМ 24/3	5
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	9
Трансформатор напряжения	СРВ 123	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-06	12
Трансформатор напряжения	НТМИ	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	49
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Сервер АИИС КУЭ	HP Proliant DL380 G7	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Методика поверки	МП 4-2020	1
Формуляр	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Тюменской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум» (АИИС КУЭ Тюменской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум»)), аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) Тюменской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум»

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Фортум» (ПАО «Фортум»)

ИНН: 7203162698

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская набережная, д. 10, эт. 15, пом. 20

Телефон: (495) 788-45-88

Web-сайт: www.fortum.ru

E-mail: fortum@fortum.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Телефон: (4922) 60-43-42

Web-сайт: autosysen.ru

E-mail: Autosysen@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «АСЭ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312617 от 17.01.2019