

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура) установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) со встроенным GPS-приемником, и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер, обеспечивающий функции сбора, хранения, предоставления результатов измерений; автоматизированные рабочие места (АРМ), установленные на объекте, и АРМ, обеспечивающие удаленный доступ; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

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 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 по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование унифицированных сигналов в значения измеряемых величин, получение данных, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на третий уровень системы (сервер БД).

На верхнем – третьем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации. Один раз в сутки сервер ИВК АИИС КУЭ автоматически формирует файл с результатами измерений в формате XML. Передача коммерческой информации с верхнего уровня АИИС КУЭ в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным субъектам ОРЭ, сетевым организациям осуществляется в

ручном режиме по электронной почте в виде электронного документа XML (80020, 80040, 80050) с подтверждением его подлинности электронной подписью ПАО «Метафракс». Для обмена информацией используется резервированный канал связи (интернет-соединение).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на уровне ИВКЭ, созданной на основе ГЛОНАСС/GPS приемника, встроенного в УСПД. СОЕВ предназначено для измерения (формирования, счета) текущих значений даты и времени (с коррекцией времени, осуществляемой по сигналам спутников глобальной системы позиционирования – ГЛОНАСС/GPS). Источником сигналов точного времени является встроенный в УСПД ГЛОНАСС/GPS-приёмник, сличение постоянно, рассинхронизация при наличии связи со спутником не более ± 1 мс.

УСПД осуществляет коррекцию времени сервера ИВК и счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем ± 2 с. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами сервера, сличение происходит при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция осуществляется при расхождении показаний часов на ± 2 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО на базе программного комплекса (ПК) «Энергосфера».

ПК «Энергосфера» предназначен для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счётчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчётности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту результатов измерений, данных о состоянии средств и объектов измерений, Доступ к ПК «Энергосфера» с целью параметрирования и считывания данных защищен паролями ПК «Энергосфера» и паролем операционной системы в соответствии с правами доступа.

Программное обеспечение счетчиков электрической энергии защищено от параметрирования и считывания данных паролями в соответствии с правами доступа.

Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является программный модуль сервера опроса «Библиотека» с наименованием файла `ps0_metr.dll`. Данный модуль выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Версия не ниже 6.4
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений согласно Р 50.2.077-2014 соответствует уровню «высокий».

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав измерительного канала					
№№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №)		Обозначение, тип		К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{сч}	УСПД
1	2	3		4		5	6
1	ГПП-1, ЗРУ-6 кВ, ввод Т1	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 4000/5 Рег. № 64182-16	A	ТЛШ-10-1	480000	ЭКОМ-3000 Рег.№17049-09
				B	-		
				C	ТЛШ-10-1		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} =6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	A	ЗНОЛП-6		
				B	ЗНОЛП-6		
				C	ЗНОЛП-6		
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 16666-97	EA05RAL-B-3					
2	ГПП-1, ЗРУ-6кВ, ввод Т2	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 4000/5 Рег. № 64182-16	A	ТЛШ-10-1	480000	ЭКОМ-3000 Рег.№17049-09
				B	-		
				C	ТЛШ-10-1		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} =6000/√3/100√3 Рег. № 23544-07	A	ЗНОЛП-6		
				B	ЗНОЛП-6		
				C	ЗНОЛП-6		
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
3	ГПП-2, ЗРУ-10кВ, ввод Т1	ТТ	$K_T = 0,5$ $K_{TT} = 2000/5$ Рег. № 1423-60	A	ТПШЛ-10	40000	ЭКОМ-3000 Рег.№17049-09
				B	-		
				C	ТПШЛ-10		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ.01ПМИ-10		
				B	ЗНОЛ.01ПМИ-10		
				C	ЗНОЛ.01ПМИ-10		
Счетчик	$K_T = 0,5S /1,0$ $K_{сч} = 1$ Рег. № 16666-97	EA05RAL-B-3					
4	ГПП-2, ЗРУ-10кВ, ввод Т2	ТТ	$K_T = 0,5$ $K_{TT} = 2000/5$ Рег. № 1423-60	A	ТПШЛ-10	40000	ЭКОМ-3000 Рег.№17049-09
				B	-		
				C	ТПШЛ-10		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ.01ПМИ-10		
				B	ЗНОЛ.01ПМИ-10		
				C	ЗНОЛ.01ПМИ-10		
Счетчик	$K_T = 0,5S /1,0$ $K_{сч} = 1$ Рег. № 16666-97	EA05RAL-B-3					
5	ГПП-2, ЗРУ-6кВ, ввод Т1	ТТ	$K_T = 0,5$ $K_{TT} = 3000/5$ Рег. № 1423-60	A	ТПШЛ-10	36000	ЭКОМ-3000 Рег.№17049-09
				B	-		
				C	ТПШЛ-10		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛП-6У2		
				B	ЗНОЛП-6У2		
				C	ЗНОЛП-6У2		
Счетчик	$K_T = 0,5S /1,0$ $K_{сч} = 1$ Рег. № 16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
6	ГПП-2, ЗРУ-6кВ, ввод Т2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 1423-60	A	ТПШЛ-10	36000	
				B	-		
				C	ТПШЛ-10		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛП-6У2		
				B	ЗНОЛП-6У2		
				C	ЗНОЛП-6У2		
Счетчик	К _Т = 0,5S /1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 16666-97	EA05RAL-B-3					
7	ГПП «Косьва», ЗРУ-6кВ, ввод Т1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 47959-11	A	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1	4800	ЭКОМ-3000 Рег.№17049-09
				B	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1		
				C	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6 У3		
				B	ЗНОЛ.06-6 У3		
				C	ЗНОЛ.06-6 У3		
Счетчик	К _Т = 0,5S /1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 16666-97	EA05RL-C-4					
8	ГПП «Косьва», ЗРУ-6кВ, ввод Т2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 47959-11	A	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1	4800	
				B	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1		
				C	ТОЛ-10 III-2 УХЛ1		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6 У3		
				B	ЗНОЛ.06-6 У3		
				C	ЗНОЛ.06-6 У3		
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 16666-97	EA05RL-C-4					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
9	ГПП-2, ЗРУ-6кВ, фидер 1, (пос. Северный)	ТТ	$K_T = 0,5$ $K_{ТТ} = 400/5$ Рег. № 47958-11	A	ТПЛ-10-М	4800	ЭКОМ-3000 Рег.№17049-09
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6 У3		
				B	ЗНОЛ.06-6 У3		
				C	ЗНОЛ.06-6 У3		
Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ Рег. № 16666-97	EA05RAL-B-3					
10	ГПП-2, ЗРУ-6кВ, фидер 2, (пос. Северный)	ТТ	$K_T = 0,5$ $K_{ТТ} = 300/5$ Рег. № 47958-11	A	ТПЛ-10	3600	
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6 У3		
				B	ЗНОЛ.06-6 У3		
				C	ЗНОЛ.06-6 У3		
Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ Рег. № 16666-97	EA05RAL-B-3					
11	КГРЭС №3, фид. пристрой РУ-6кВ, ПСВ-1	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{ТТ} = 200/5$ Рег. № 22192-03	A	ТПЛ-10-М	2400	
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ.06-6У3		
				B	ЗНОЛ.06-6У3		
				C	ЗНОЛ.06-6У3		
Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ Рег. № 16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
12	КГРЭС №3, фид. пристррой РУ-6кВ, ПСВ- 2	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 22192-03	A	ТПЛ-10-М	2400	
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-6		
				B	ЗНОЛ.06-6		
				C	ЗНОЛ.06-6		
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 16666-97	EA05RAL-B-3					
13	ГПП-1, ЗРУ-6кВ, яч. 34, ввод №1, (ЗАО «Метадинеа»)	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 47958-11	A	ТПЛ-10М	2400	ЭКОМ-3000 Рег.№17049-09
				B	-		
				C	ТПЛ-10 У3		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A	ЗНОЛП-6 У2		
				B	ЗНОЛП-6 У2		
				C	ЗНОЛП-6 У2		
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 16666-97	EA05RAL-B-3					
14	ГПП-1, ЗРУ-6кВ, яч. 12, ввод №2, (ЗАО «Метадинеа»)	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 47958-11	A	ТПЛ-10М	2400	
				B	-		
				C	ТПЛ-10М		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A	ЗНОЛП-6 У2		
				B	ЗНОЛП-6 У2		
				C	ЗНОЛП-6 У2		
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
15	Пост охраны «Переезд»	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 50/5$ Рег. № 28139-06	A	ТТИ-А	10	
				B	ТТИ-А		
				C	ТТИ-А		
		ТН	-	A			
				B			
				C			
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ Рег. № 27524-04	СЭТ – 4ТМ.03.08					
16	ПС 36, ЗРУ-6кВ, яч.14 ОАО «Пермвтормет»	ТТ	$K_T = 0,5$ $K_{TT} = 100/5$ Рег. № 22192-07	A	ТПЛ-10М	1200	ЭКОМ-3000 Рег.№17049-09
				B	-		
				C	ТПЛ-10М		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{ТН} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ Рег. № 36697-17	СЭТ – 4ТМ.03М					
17	Станция «Углеуральская» пост охраны	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 40/5$ Рег. № 40110-08	A	ТОП-0,66	8	
				B	-		
				C	-		
		ТН		A			
				B			
				C			
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ Рег. № 27524-04	СЭТ – 4ТМ.03.08					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
18	ПС 38, ЗРУ-0,4 кВ, ОАО «Пермавтодор»	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 40110-08	A	ТОП-0,66	90	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ – 4ТМ.03.08					
19	База отдыха «Губахинский кокс»	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 40110-08	A	ТОП-0,66	10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ – 4ТМ.03.08					
20	ПС 46, УСИ, ввод №1	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 20/5 Рег. № 40110-08	A	ТОП-0,66	4	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ – 4ТМ.03.08					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
21	ПС 46, УСИ, ввод №2	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 20/5 Рег. № 40110-08	A	ТОП-0,66	4	
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН	A				
			B				
			C				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ – 4ТМ.03.08					
22	ПС 46, «Мегафон» №1	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 20/5 Рег. № 40110-08	A	ТОП-0,66	4	ЭКОМ-3000 Рег.№17049-09
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН	A				
			B				
			C				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ – 4ТМ.03.08					
23	ПС 46, «Мегафон» №2	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 20/5 Рег. № 40110-08	A	ТОП-0,66	4	
				B	ТОП-0,66		
				C	ТОП-0,66		
		ТН	A				
			B				
			C				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ – 4ТМ.03.08					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
24	ПС 38, ОАО «Пермрегионгаз» №1	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 30/5 Пер. № 40110-08	A	ТОП-0,66	6	ЭКОМ-3000 Пер.№17049-09
				B			
				C			
		ТН		A			
				B			
				C			
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Пер. № 27524-04	СЭТ – 4ТМ.03.08					
25	ПС 38, ОАО «Пермрегионгаз» №2	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 30/5 Пер. № 40110-08	A	ТОП-0,66	6	ЭКОМ-3000 Пер.№17049-09
				B			
				C			
		ТН					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Пер. № 27524-04	СЭТ – 4ТМ.03.08					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
26	АО «Газпром газораспределение Пермь» (Уралгазсервис)	ТТ		A		1	ЭКМ-3000 Рег.№17049-09
				B			
				C			
		ТН		A			
				B			
				C			
Счетчик		К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 Рег. № 27524-04	СЭТ – 4ТМ.03.09				
27	ЦЭБ, АД-2	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 47958-16	A	ТПЛ-10-М	1800	
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6 У3		
				B	ЗНОЛ.06-6 У3		
				C	ЗНОЛ.06-6 У3		
Счетчик		К _Т = 0,5S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 33446-06	СЕ303				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
28	ЦЭБ, п/ст 46,Т-1	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 100/5$ Рег. № 47958-16	A	ТПЛ-10-М	2000	ЭКОМ-3000 Рег.№17049-09
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ.01ПМИ		
				B	ЗНОЛ.01ПМИ		
				C	ЗНОЛ.01ПМИ		
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ Рег. № 20176-06	ЦЭ6850М					
29	ЦЭБ, п/ст 46,Т-2	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 100/5$ Рег. № 47958-16	A	ТПЛ-10-М	2000	ЭКОМ-3000 Рег.№17049-09
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	A	ЗНОЛ.01ПМИ		
				B	ЗНОЛ.01ПМИ		
				C	ЗНОЛ.01ПМИ		
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ Рег. №20176-06	ЦЭ6850М					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
30	ГПП-3, ввод №1	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 300/5$ Рег. № 64181-16	A	ТВ-110	66000	ЭКОМ-3000 Рег.№17049-09
				B	ТВ-110		
				C	ТВ-110		
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TN}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 71404-18	A	ТВИ145		
				B	ТВИ145		
				C	ТВИ145		
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ Рег. № 36697-17	СЭТ – 4ТМ.03.М					
31	ГПП-3, ввод №2	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 300/5$ Рег. № 64181-16	A	ТВ-110	66000	ЭКОМ-3000 Рег.№17049-09
				B	ТВ-110		
				C	ТВ-110		
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TN}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 71404-18	A	ТВИ145		
				B	ТВИ145		
				C	ТВИ145		
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ Рег. № 36697-17	СЭТ – 4ТМ.03.М					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6				
32	Станция «Водораздельная»	ТТ	К _т = 0,5 К _{тт} = 400/5 Рег. № 64182-16	A	ТШП-0,66	80	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-09				
				B	ТШП-0,66						
				C	ТШП-0,66						
33	Станция «Новая»	ТН				80					
32	Станция «Водораздельная»	Счетчик	К _т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 20176-06	ЦЭ6850М		80					
				33	Станция «Новая»		ТТ	К _т = 0,5 К _{тт} = 400/5 Рег. № 64182-16	A	ТШП-0,66	80
									B	ТШП-0,66	
C	ТШП-0,66										
33	Станция «Новая»	ТН				80					
33	Станция «Новая»	Счетчик	К _т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 20176-06	ЦЭ6850М		80					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
34	ООО «Газпром трансгаз Чайковский» (ГРС)	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 51516-12	А	Т-0,66	20	ЭКМ-3000 Рег.№17049-09
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 20176-06	ЦЭ6850М					

Примечания:

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

2 Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносятся изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1,2	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
3,4,5,6,7,8,9,10,13,14	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
11,12	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
16	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
15,17,18,19,20,21,22,23,24,25	Активная	0,8	4,7
	Реактивная	1,9	2,8
26	Активная	0,6	1,9
	Реактивная	1,1	2,5
27	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,6	2,1
28,29	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
30,31	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
32,33,34	Активная	0,8	5,3
	Реактивная	1,9	2,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, ($\pm\Delta$), с		5	
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2\% I_{ном} \cos\varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК АИИС КУЭ	34
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности, $\cos\phi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности, $\cos\phi$ температура окружающей среды, °С: для ТТ и ТН для счетчиков для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от -60 до +40 от -40 до +70 от -10 до +50 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики ЕвроАЛЬФА: среднее время наработки до отказа, ч, среднее время восстановления работоспособности, ч, Электросчетчики СЕ 303: среднее время наработки до отказа, ч, среднее время восстановления работоспособности, ч, Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки до отказа, ч, среднее время восстановления работоспособности, ч, Электросчетчики ЦЭ6850М: среднее время наработки до отказа, ч, среднее время восстановления работоспособности, ч, Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03.М: среднее время наработки до отказа, ч, среднее время восстановления работоспособности, ч, УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	80000 2 220000 2 90000 2 160000 2 220000 2 75000 24 0,99 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

резервирование питания УСПД с помощью системы гарантированного электропитания;
резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться по двум каналам связи;

Журналы событий счетчиков электроэнергии фиксируют время и даты наступления событий:
факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
факты коррекции времени с фиксацией времени до и после коррекции, величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
формирование обобщенного события 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.

В Журнале событий ИВКЭ автоматически фиксируются время и даты наступления следующих событий:

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, величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
результатов самодиагностики;
отключения питания.

Журнал событий ИВК фиксирует:

изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
факт и величину синхронизации (коррекции) времени;
пропадание питания;
замена счетчика;
полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.,

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчика;
промежуточных клеммников вторичных измерительных цепей;
испытательной коробки;
УСПД;
ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
пароль на счетчике;
пароль на УСПД;
пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТВ-110	6
Трансформаторы тока	ТЛШ-10-1	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 Ш	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	20
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	8
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	21
Трансформаторы тока	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	21
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-6	12
Трансформаторы напряжения	ТВП145	6
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАльфа	14
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 303	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	11
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчики электрической энергии	ЦЭ6850	5
УСПД	ЭКОМ-3000	1
Методика поверки	МП 206.1-230-2018	
Паспорт-Формуляр	У-1811-1-ПФ	

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-230-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Метафракс». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 23 ноября 2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации»;
- по МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;

- МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;
 - счетчики ЕвроАЛЬФА – по методике поверки с помощью установок МК6800, МК6801 для счетчиков класса 0,2 и 0,5 и установок ЦУ 6800 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0;
 - счетчики СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ;
 - счетчики СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии документом ИЛГШ.411152.145 РЭ1 «Счетчики электрической энергии multifunctional СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации», Часть 2 «Методика поверки»;
 - счетчики ЦЭ6850М - в соответствии с документом ИНЕС.411152.034 Д1 с изм. №1 «Счетчики электрической энергии ЦЭ6850. Методика поверки»;
 - счетчики СЕ 303 - в соответствии с документом «Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные СЕ 303. Методика поверки». ИНЕС.411152.081 Д1;
 - для УСПД «ЭКОМ-3000» - в соответствии с ПКБМ.421459.003 МП «Устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000. Методика поверки» 2009 г.;
 - радиочасы МИР РЧ-01, рег. № 27008-04;
 - термогигрометр «CENTER» (мод. 315), рег. № 22129-04.
- Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ, с требуемой точностью.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Метафракс», аттестованной ФГУП «ВНИИМС» (аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.08.2016 г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Метафракс»

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 «Тераконт» (ООО «Тераконт»)

ИНН 5908077409

Адрес: 614064, г. Пермь, улица Чкалова, дом 9, офис 335

Телефон (факс): +7 (342) 257 56 06

Web-сайт: www.teracont.ru

E-mail: info@teracont.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

ИНН 7736042404

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

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.