

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной 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, 3х-уровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительные каналы (далее – ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,2, 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа А1800 класса точности 0,2S и 0,5S (в части активной электроэнергии), и класса точности 0,5 и 1,0 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-325L и технических средств приема-передачи данных.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, включающий компьютер в серверном исполнении для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК) состоят из трех уровней 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. 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.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производит опрос цифровых счетчиков.

Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где

осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, 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.

Сервер базы данных (далее – сервер БД), установленный в ЦСОИ АИИС КУЭ ОАО «ТГК-1», с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, 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). Синхронизация времени в АИИС КУЭ осуществляется следующим образом: сервер БД АИИС КУЭ, установленный в ОАО «ТГК-1», подключен к серверу единого времени ОАО «ТГК-1» LAN TIME SERVER. Опрос УСПД АИИС КУЭ сервером ОАО «ТГК-1» производится 1 раз в 30 мин. Часы УСПД синхронизируются от часов сервера единого времени, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающие  $\pm 2$  с (программируемый параметр).

Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД 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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	Не ниже 3.28.6.0	50c47e957e99ebb4de99f44dff1590f5	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	Не ниже 3.29.4.0	0b6f137f6d8e7da973b2915633db546b	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	Не ниже 3.29.4.0	75718b053ef7c5e854b87faffc72a192	
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	Не ниже 3.29.0.0	0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll	Не ниже 2.0.0.0	0939ce05295fbcbba400eeae8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Альфа ЦЕНТР»;
- Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

Состав 1-ого, 2-ого уровней АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИИК приведены в таблице 2  
Таблица 2 – Состав 1-ого, 2-ого уровней АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИИК

Канал измерений		Состав 1-ого и 2-ого уровней АИИС КУЭ							Метрологические характеристики ИИК		
Номер ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	УСПД	К <sub>TH</sub> ·К <sub>TC</sub>	Назначение измеряемой величины	Вид энергии	Основная относительная погрешность ИИК ( $\pm \delta$ ), %	Относительная погрешность ИИК в рабочих условиях ( $\pm \delta$ ), %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
001	Генератор 1	Счетчик	ТН ТТ Кт = 0,2S Ктт = 12000/1 № 35899-07  Кт = 0,2 Ктн=20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № 37545-08  Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	Кт = 0,2S Ктт = 12000/1 № 35899-07  Кт = 0,2 Ктн=20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № 37545-08  Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A NXCT-F3 B NXCT-F3 C NXCT-F3  A ЗНОЛ-СЭЩ-20 B ЗНОЛ-СЭЩ-20 C ЗНОЛ-СЭЩ-20  A1802RALQ-P4GB-DW-4	0493  03550-11 03551-11 03555-11  01224407	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08 Зав. № 004537  2400000	УСПД  Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,1$	$\pm 2,2$ $\pm 2,2$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
002	Генератор 2	Кт = 0,2S Ктт = 12000/1 № 35899-07	А NXCT-F3 Б NXCT-F3 В NXCT-F3	0470	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08 Зав. № 004537	2400000	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$	Активная Реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,1$	$\pm 2,2$ $\pm 2,2$
003	Генератор 3	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4	01224422						
		Кт = 0,2S Ктт = 12000/1 № 35899-07	А NXCT-F3 Б NXCT-F3 В NXCT-F3	0140						
		Кт = 0,2 Ктн=20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № 37545-08	А ЗНОЛ-СЭЩ-20 Б ЗНОЛ-СЭЩ-20 В ЗНОЛ-СЭЩ-20	03261-11 03262-11 03263-11						
		Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4	01224408						

## Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11
004	ВЛ Л.Б-2 220 кВ	Кт = 0,2S КТТ = 1000/5 № 50232-12	А Б С	KOTEF 245		477039	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08 Зав. № 004537	4400000	Активная Реактивная	$\pm 0,6$	$\pm 2,2$	
				KOTEF 245		477041						
				KOTEF 245		477038						
		Кт = 0,2 КТН=220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № 50232-12	А Б С	KOTEF 245		477039						
				KOTEF 245		477041						
				KOTEF 245		477038						
005	ВЛ Л.Б-3 220 кВ	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	А Б С	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01224390	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08 Зав. № 004537	4400000	Активная Реактивная	$\pm 1,1$	$\pm 2,2$	
				KOTEF 245		477037						
				KOTEF 245		477036						
				KOTEF 245		477040						
		Кт = 0,2 КТН=220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № 50232-12	А Б С	KOTEF 245		477037						
				KOTEF 245		477036						
				KOTEF 245		477040						
		Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	А Б С	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01224388	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08 Зав. № 004537	4400000	Активная Реактивная	$\pm 0,6$	$\pm 2,2$	
				KOTEF 245		477037						
				KOTEF 245		477036						
				KOTEF 245		477040						

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4		5	6	7	8	9	10	11			
006	КЛ КБ-1 110 кВ	Кт = 0,2S КтТ = 2000/1 № 49406-12	ТН	ТТ	A	AVG 123	30069285	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08 Зав. № 004537	2200000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 0,8	± 2,4			
					B	AVG 123	30069284									
					C	AVG 123	30069286									
		Кт = 0,5 КтН=110000/√3/100/√3 № 49406-12	ТН	ТТ	A	AVG 123	30069285									
					B	AVG 123	30069284									
					C	AVG 123	30069286									
		Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11	Счетчик	ТН	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01237829				Реактивная	± 1,8	± 3,7			
007	КЛ КР-1 (ТЧР-1) 110 кВ				Кт = 0,5S КтТ = 300/5 № 49406-12	A	AVG 123	30069282								
						B	AVG 123	30069281								
						C	AVG 123	30069283								
	Кт = 0,5 КтН=110000/√3/100/√3 № 49406-12	Счетчик	ТН	ТТ	A	AVG 123	30069282	Активная				± 1,1	± 5,5			
					B	AVG 123	30069281									
					C	AVG 123	30069283									
	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	Счетчик	ТН	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01224387	Реактивная	± 2,3			± 3,1					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
008	Шинный мост ТСНР-1Б РУСН-6 кВ яч. 161	Шинный мост ТСНР-1А РУСН 6 кВ яч. 103	Kт = 0,5S КтТ = 2000/5 № 30709-08	A ТЛП-10-1 B ТЛП-10-1 C ТЛП-10-1	4153 4160 4167	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08 Зав. № 004537	24000	Активная Реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,5$	$\pm 5,7$ $\pm 4,6$
009	Счетчик	ТН	Счетчик Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	ТН Кт = 0,5 КтН = 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № 25475-06	TT Кт = 0,5S КтТ = 2000/5 № 30709-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4	01163515	Активная Реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,5$	$\pm 5,7$ $\pm 4,6$
				A ТЛП-10-1 B ТЛП-10-1 C ТЛП-10-1	4154 4157 4170					
				A UGE B UGE C UGE	08-015078 08-015092 08-015102					
				A1805RALQ-P4GB-DW-4	01163484					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
010	Шинный мост ТСНО-1А РУСН-6 кВ яч. 144	Кт = 0,5S КтТ = 2000/5 № 30709-08	A	ТЛП-10-1	4147	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08 Зав. № 004537	Активная	± 1,2	± 5,7	
			B	ТЛП-10-1	4152					
			C	ТЛП-10-1	4164					
		Кт = 0,5 КтН = 6000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-015070					
			B	UGE	08-015071					
			C	UGE	08-015072					
	011	Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01163462		Реактивная	± 2,5	± 4,6	
			A	ТЛП-10-1	4168					
			B	ТЛП-10-1	4159					
		Кт = 0,5 КтН = 6000/√3/100/√3 № 25475-06	C	ТЛП-10-1	4169					
			A	UGE	08-015051					
			B	UGE	08-015052					
		Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	C	UGE	08-015068					
			A1805RALQ-P4GB-DW-4		01163474		Активная	± 1,2	± 5,7	
						24000				
							Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	± 2,5	± 4,6	

### Продолжение таблицы 2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
014	Шинный мост ТСНО-3Б РУСН-6 кВ яч. 340	Кт = 0,5S Ктт = 2000/5 № 30709-08	A B C	ТЛП-10-1 ТЛП-10-1 ТЛП-10-1	4151 4162 4163	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08 Зав. № 004537	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,6
015	Шинный мост ТСНО-3Б РУСН-6 кВ яч. 340	Кт = 0,5 Ктт = 6000/√3/100/√3 № 25475-06	A B C	UGE UGE UGE	08-014983 08-014982 08-014974					
		Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4	01163524					
		Кт = 0,5S Ктт = 2000/5 № 30709-08	A B C	ТЛП-10-1 ТЛП-10-1 ТЛП-10-1	4161 4158 4150					
		Кт = 0,5 Ктт = 6000/√3/100/√3 № 25475-06	A B C	UGE UGE UGE	08-015069 08-015076 08-015077					
		Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4	01163541					
					24000					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
016	РУСН-6 кВ с. 13 яч.9 ТР БН	Kт = 0,5S КТТ = 100/5 № 25433-07	A ТЛО-10 B ТЛО-10 C ТЛО-10	13237 4267 4262	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08 Зав. № 004537	1200	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,2	± 5,6 ± 4,5
017	РУСН-0,4 кВ с. 30Н ЗАО «ЛСМУ СЗЭМ»	Kт = 0,2 КТН = 6000/100 № 11094-87	A НАМИ-10 B C	68217						
		Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4	01163449		160	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,1	± 5,5 ± 4,5
		Kт = 0,5S КТТ = 800/5 № 47957-11	A ТШП-0,66 B ТШП-0,66 C ТШП-0,66	1046378 1048364 1047123						
		-	A B C	-						
		Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4	01224397						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		K <sub>T</sub> = 0,5S K <sub>TT</sub> = 150/5 № 47959-11	A ТОП-0,66 B ТОП-0,66 C ТОП-0,66	1102307 1102320 1102327						
019	Сборка гаража Южной ТЭЦ КЛ 0,4 кВ ООО «Энергес»	K <sub>T</sub> = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A B C	-						
020		K <sub>T</sub> = 0,5S K <sub>TT</sub> = 150/5 № 47959-11	A ТОП-0,66 B ТОП-0,66 C ТОП-0,66	1101777 1101742 1101757	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08 Зав. № 004537	30	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,1	± 5,5 ± 4,5
		K <sub>T</sub> = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A B C	-						
			A1805RALQ-P4GB-DW-4	01224395						
			A1805RALQ-P4GB-DW-4	01224398						

### Продолжение таблицы 2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
023	РУСН-0,4 кВ сб. 1310Н ОАО «МТС»	Kт = 0,5S КТТ = 40/5 № 47959-11	A B C A B C	ТОП-0,66 ТОП-0,66 ТОП-0,66 -	1103147 1102769 1102766 -	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08 Зав. № 004537	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,1	± 5,5 ± 4,5
024	РУСН-0,4 кВ сб. 1403Н ОАО «МТС»	Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A B C A B C	A1805RALQ-P4GB-DW-4 -	01224400 -	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08 Зав. № 004537	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,1	± 5,5 ± 4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
027	РУСН-0,4 кВ РBy с6 . ПЛА98 ООО «Пелебургаз»	Kт = 0,5S КТТ = 50/5 № 47959-11	A B C	ТОП-0,66 ТОП-0,66 ТОП-0,66	- 1098456 -	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 372288-08 Зав. № 004537	10	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,1
	Счетчик	TH	TT							± 5,5 ± 4,5
		-		-	-					
	Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06		A1805RALQ-P4GB-DW-4	01224403						

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

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

3. Нормальные условия:

параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02)  $U_{ном}$ ; ток (1 - 1,2)  $I_{ном}$ ,  $\cos\phi = 0,87$  инд.; температура окружающей среды (18 – 25) °C.

4. Рабочие условия:

параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1)  $U_{ном}$ ; ток (0,02 - 1,2)  $I_{ном}$ ; 0,5 инд.  $\leq \cos\phi \leq 0,8$  емк.

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 60 °C до 40°C, для счетчиков от минус 40 °C до 65 °C; для УСПД от минус 10 °C до 55 °C.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\phi = 0,5$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10°C до 35°C.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «ТГК-1» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 120\ 000$  ч., время восстановления работоспособности  $T_b = 24$  ч.;
- устройство сбора и передачи данных типа RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 100\ 000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $T_b = 24$  ч.;

Оценка надежности АИС КУЭ в целом:

$K_{\Gamma\_аиис} = 0,98$  – коэффициент готовности;

$T_{0\_ИК\ (аиис)} = 1064$  ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям IEC – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
  - параметрирование;
  - пропадание напряжения;
  - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий ИВКЭ:
  - параметрирование;
  - пропадание напряжения;
  - коррекция времени в УСПД.
- журнал событий ИВК:
  - даты начала регистрации измерений;
  - перерывы электропитания;
  - программные и аппаратные перезапуски;
  - установка и корректировка времени;
  - переход на летнее/зимнее время;
  - нарушение защиты ИВК;
  - отсутствие/дновосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

**Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1».

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1»:

Наименование	Количество
Преобразователи тока измерительные оптические NXCT-F3	3 шт.
Трансформаторы комбинированные КОТЕФ	6 шт.
Трансформаторы комбинированные AVG 123	6 шт.
Измерительные трансформаторы тока типа ТЛП-10	24 шт.
Измерительные трансформаторы тока типа ТЛО-10	3 шт.
Измерительные трансформаторы тока типа ТШП-0,66	3 шт.
Измерительные трансформаторы тока типа ТОП-0,66	19 шт.
Измерительные трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-20	9 шт.
Измерительные трансформаторы напряжения типа UGE	24 шт.
Измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-10	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800	24 шт.
Устройство сбора и передачи данных RTU-325L	1 шт.
Сервер базы данных	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

### Проверка

Осуществляется по документу МП 50570-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2012 г.

Средства поверки измерительных компонентов:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН – по ГОСТ 8.216-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения 6 $\sqrt{3}$ ...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные

трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- счетчиков типа Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- устройства сбора и передачи данных типа RTU-325L – в соответствии с документом «Устройство сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в 2008 году;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- средства измерений МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений».
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в Эксплуатационной документации, шифр 300-05-07/22.01.000 ЭД на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1».

### Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
6. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
7. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
8. Эксплуатационная документация, шифр 300-05-07/22.01.000 ЭД на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «М-ПРО»  
(ООО «М-ПРО»)

Юридический адрес:  
199004, Санкт-Петербург,  
5-я линия В.О., д. 42, Лит. А, пом. 26Н.  
Почтовый адрес:  
199155, Санкт-Петербург,  
ул. Уральская, д.1, корп.2, Лит. А, пом. 331.  
тел./факс: (812) 318-11-95

**Испытательный центр:**

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:  
119361, г. Москва  
ул. Озерная, д. 46  
тел./факс: 8(495) 437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_\_» 2013 г.