



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 43358

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) энергоблока № 4 ПГУ-450
Южной ТЭЦ-22 филиала "Невский" ОАО "ТГК-1"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 0002

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с Ограниченной Ответственностью "М-ПРО" (ООО "М-ПРО"),
г. Санкт-Петербург**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 47320-11

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 47320-11

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **01 августа 2011 г. № 3981**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

В.Н.Крутиков

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 001326

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) энергоблока № 4 ПГУ-450 Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) энергоблока № 4 ПГУ-450 Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» (далее - АИИС КУЭ), г. Санкт-Петербург, 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 систему, которая состоит из измерительных каналов (далее – ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее – ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК) с системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). АИИС КУЭ реализуется на энергоблоке № 4 ПГУ-450 Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1», территориально расположенном в г. Санкт-Петербург.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Уровень ИК, включающий измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа АЛЬФА А1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), и класса точности 0,5 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

Уровень ИВКЭ – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки АИИС КУЭ созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-325L (Госреестр СИ РФ № 37288-08, зав. №№ 005537) и технических средств приема-передачи данных.

Уровень ИВК – информационно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ на базе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-Центр», 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.

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 хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер, установленный в ЦСОИ ОАО «ТГК-1», с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности 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.

Программное обеспечение (далее – ПО) АИИС КУЭ на базе «Альфа Центр» функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчика;
- программное обеспечение УСПД;
- программное обеспечение АРМ;
- программное обеспечение сервера БД.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Синхронизация времени в АИИС КУЭ осуществляется следующим образом: сервер 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. При этом производится корректировка времени УСПД в случае расхождения времени между УСПД и сервером ОАО «ТГК-1» более чем на ± 2 с.

При опросе счетчиков выполняется корректировка времени таймера счетчика со временем УСПД при расхождении между ними более чем на ± 2 с.

В качестве резервного способа синхронизации времени АИИС КУЭ используется синхронизация с использованием УССВ. УССВ выполнено на основе GPS-приемника 16-HVS, который принимает сигналы точного времени со спутников. УССВ подключается к УСПД, в результате чего происходит корректировка таймера УСПД, а затем и таймеров счетчиков электроэнергии.

Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

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 корректуре.

Программное обеспечение

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
«Альфа-Центр»	Программа-планировщик опроса и передачи данных	3.27.2.0	bd51720d3fb1247ff8745241dc6aace9	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД		b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfde8dd	MD5
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД		764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b	MD5
	Драйвер работы с БД		7dfc3b73d1d1f209cc4727c965a92f3b	MD5
	Библиотека шифрования пароля счетчиков		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	MD5
	Библиотека сообщений планировщика опросов		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	MD5

- Комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии «Альфа-Центр», включающий в состав ПО, внесен в Госреестр СИ РФ, № 20481-00;
- Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «Альфа-Центр», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;
- 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 ИК 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 измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2
Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала					Метрологические характеристики			
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер	$K_{ТТ} \cdot K_{ТН} \cdot K_{Сч}$	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная относительная погрешность ИК ($\pm \delta$), %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm \delta$), %
			4	5						
001	Трансформатор резервный ТСНР-2 сторона 110кВ	ТТ $K_T = 0,2S$ $K_{ТТ} = 600/5$ № 30489-09	A	TG 145N	05222	132000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,1$	$\pm 2,2$ $\pm 2,2$
			B	TG 145N	05223					
			C	TG 145N	05221					
		ТН $K_{ТН} = 110000/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ № 47179-11	A	CPB 123	8799574					
			B	CPB 123	8799583					
			C	CPB 123	8799573					
		Счетчик $K_T = 0,2S/0,5$ $K_{Сч} = 1$ № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01215223					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
002	Трансформатор блочный Т-41 330кВ	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 750/5 № 47177-11	A	JR 0,5	3/08/5605	495000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 2,2 ± 2,2
				B	JR 0,5	3/08/5608					
				C	JR 0,5	3/08/5606					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} =330000/√3:100/√3 № 47178-11	A	CPA 362	8799512					
				B	CPA 362	8799518					
				C	CPA 362	8799510					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01215221							
003	Трансформатор блочный Т-42 110кВ	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 № 47177-11	A	JR 0,5	3/09/0118	330000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 2,2 ± 2,2
				B	JR 0,5	3/09/0117					
				C	JR 0,5	3/09/0116					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} =110000/√3:100/√3 № 47179-11	A	CPB 123	8799570					
				B	CPB 123	8799576					
				C	CPB 123	8799571					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01215220							
004	Трансформатор блочный Т-4 330кВ	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 750/5 № 47177-11	A	JR 0,5	3/08/5610	495000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 2,2 ± 2,2
				B	JR 0,5	3/08/5607					
				C	JR 0,5	3/08/5609					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 33000/√3:100/√3 № 47178-11	A	CPA 362	8799515					
				B	CPA 362	8799514					
				C	CPA 362	8799520					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01215222							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
005	Турбогенератор Г-41	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 10000/5$ № 38356-08	A	ТШЛМ-20	13	315000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная	± 0,6	± 2,2
				B	ТШЛМ-20	12					
				C	ТШЛМ-20	10					
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TN}=15750/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ № 47180-11	A	EPR20Z	1814900001					
				B	EPR20Z	1814900002					
				C	EPR20Z	1814900003					
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01203662	Реактивная	± 1,1	± 2,2				
006	Турбогенератор Г-42	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 10000/5$ № 38356-08	A	ТШЛМ-20	11	315000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная	± 0,6	± 2,2
				B	ТШЛМ-20	15					
				C	ТШЛМ-20	14					
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TN}=15750/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ № 47180-11	A	EPR20Z	1814900007					
				B	EPR20Z	1814900008					
				C	EPR20Z	1814900009					
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01203661	Реактивная	± 1,1	± 2,2				
007	Турбогенератор Г-4	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 10000/5$ № 38356-08	A	ТШЛМ-20	7	315000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная	± 0,6	± 2,2
				B	ТШЛМ-20	8					
				C	ТШЛМ-20	9					
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TN}=15750/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ № 47180-11	A	EPR20Z	1814900004					
				B	EPR20Z	1814900005					
				C	EPR20Z	1814900006					
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01203663	Реактивная	± 1,1	± 2,2				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
008	КРУ-6кВ Секция 41А яч. 16	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 2000/5 № 37544-08	A	ТШЛ-СЭЩ-10	00050-10	24000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 2,2 ± 2,2
				B	ТШЛ-СЭЩ-10	00057-10					
				C	ТШЛ-СЭЩ-10	00056-10					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} =6000/√3:100/√3 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6	542					
				B	ЗНОЛ.06-6	170					
				C	ЗНОЛ.06-6	532					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01203709							
009	КРУ-6кВ Секция 41Б яч. 1	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 2000/5 № 37544-08	A	ТШЛ-СЭЩ-10	00033-10	24000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 2,2 ± 2,2
				B	ТШЛ-СЭЩ-10	00039-10					
				C	ТШЛ-СЭЩ-10	00041-10					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} =6000/√3:100/√3 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6	541					
				B	ЗНОЛ.06-6	9924					
				C	ЗНОЛ.06-6	175					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01203710							
010	КРУ-6кВ Секция РШП-2А яч. 3	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 2000/5 № 37544-08	A	ТШЛ-СЭЩ-10	00038-10	24000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 2,2 ± 2,2
				B	ТШЛ-СЭЩ-10	00047-10					
				C	ТШЛ-СЭЩ-10	00048-10					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} =6000/√3:100/√3 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6	536					
				B	ЗНОЛ.06-6	537					
				C	ЗНОЛ.06-6	176					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01203707							

Окончание таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
011	КРУ-6кВ Секция РШП-2Б яч. 2	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТТ} = 2000/5 № 37544-08	A	ТШЛ-СЭЩ-10	00031-10	24000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 2,2 ± 2,2
				B	ТШЛ-СЭЩ-10	00049-10					
				C	ТШЛ-СЭЩ-10	00035-10					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} =6000/√3:100/√3 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6	174					
				B	ЗНОЛ.06-6	543					
				C	ЗНОЛ.06-6	178					
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01203711							
012	КРУ-6кВ Секция 42А яч. 10	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТТ} = 2000/5 № 37544-08	A	ТШЛ-СЭЩ-10	00044-10	24000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 2,2 ± 2,2
				B	ТШЛ-СЭЩ-10	00046-10					
				C	ТШЛ-СЭЩ-10	00040-10					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} =6000/√3:100/√3 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6	173					
				B	ЗНОЛ.06-6	533					
				C	ЗНОЛ.06-6	576					
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01203708							
013	КРУ-6кВ Секция 42Б яч. 5	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТТ} = 2000/5 № 37544-08	A	ТШЛ-СЭЩ-10	00054-10	24000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 2,2 ± 2,2
				B	ТШЛ-СЭЩ-10	00036-10					
				C	ТШЛ-СЭЩ-10	00034-10					
		ТН	К _T = 0,2 К _{ТН} =6000/√3:100/√3 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6	171					
				B	ЗНОЛ.06-6	169					
				C	ЗНОЛ.06-6	539					
Счетчик	К _T = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01203712							

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК 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 $(0,98 \div 1,02)$ Уном; ток $(1 \div 1,2)$ Iном, $\cos\varphi = 0,87$ инд.; температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
4. Рабочие условия:
параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1)$ Уном; ток $(0,02 \div 1,2)$ Iном; $0,5$ инд. $\leq \cos\varphi \leq 0,8$ емк.
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40°С до + 70°С, для счетчиков от минус 40 °С до +65 °С; для сервера от +15 °С до +50 °С; для УСПД от минус 10 °С до + 55 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $0,02 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +10 до + 35 °С;
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 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 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа.

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 типа Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T_0=120000$ ч., время восстановления работоспособности $T_B=2$ 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 АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,99$ – коэффициент готовности;

$T_{O_ИК (АИИС)} = 2083,3$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтпригодность;
- 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/довосстановление 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) энергоблока № 4 ПГУ-450 Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ энергоблока № 4 ПГУ-450 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 энергоблока № 4 ПГУ-450 Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ энергоблока № 4 ПГУ-450 Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1»

Наименование	Количество
Трансформатор тока типа TG 145N	3 шт.
Трансформатор тока типа JR 0,5	9 шт.
Трансформатор тока типа ТШЛМ-20	9 шт.
Трансформатор тока типа ТШЛ-СЭЩ-10	18 шт.
Трансформатор напряжения типа СРВ 123	6 шт.
Трансформатор напряжения типа СРА 362	6 шт.
Трансформатор напряжения типа ЕРР20Z	9 шт.
Трансформатор напряжения типа ЗНОЛ.06-6	18 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный типа АЛЬФА А1800	13 шт.
Устройство сбора и передачи данных типа RTU325L	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника	1 шт.
Сервер базы данных	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии «Альфа-Центр»	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) энергоблока № 4 ПГУ-450 Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в июне 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН – по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}\dots 35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения $35\dots 330/\sqrt{3}$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя» и/или по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- Счетчики 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;
- Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-Центр» - в соответствии с документом «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-Центр». Методика поверки», ДЯИМ.466453.06МП, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 г.;
- 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

Изложены в эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) энергоблока № 4 ПГУ-450 Южной ТЭЦ-22 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) энергоблока № 4 ПГУ-450 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 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
6. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
7. Эксплуатационная документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) энергоблока № 4 ПГУ-450 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:

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

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

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

В.Н. Крутиков

« »

20__ г.