

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) ПС 110/10-10 кВ «Строительства ЛенГАЭС»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) ПС 110/10-10 кВ «Строительства ЛенГАЭС» (в дальнейшем – АИИС КУЭ или АИИС КУЭ ПС 110/10-10 кВ «Строительства ЛенГАЭС») предназначена для измерений, коммерческого (технического) учета электрической энергии (мощности), а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ ПС 110/10-10 кВ «Строительства ЛенГАЭС» представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из трех функциональных уровней. Измерительные каналы (ИК) системы состоят из следующих уровней:

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК) выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока (ТТ), соответствующие ГОСТ 7746-2001 и трансформаторы напряжения (ТН), соответствующие ГОСТ 1983-2001, вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок. В состав ИВКЭ входит устройство сбора и передачи данных (УСПД), обеспечивающие интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы). УСПД предназначено для сбора, накопления, обработки, хранения и отображения первичных данных об электроэнергии и мощности со счетчиков, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на третий уровень.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК входят: комплекс информационно-вычислительный «ИКМ-Пирамида» (компьютер в промышленном исполнении, далее - сервер); технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура); технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

АИИС КУЭ ПС 110/10-10 кВ «Строительства ЛенГАЭС» обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- активной (реактивной) электроэнергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу электроэнергии;
- средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- календарного времени и интервалов времени.

Измеренные значения активной и реактивной электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных УСПД и ИВК.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и сервере сбора данных может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров,

данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ ПС 110/10-10 кВ «Строительства ЛенГАЭС» измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ( $P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$ ) и полную мощность ( $S=U \cdot I$ ). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $Q=(S^2-P^2)^{0,5}$ . Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных. В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер ИВК, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД, сервера сбора данных ИВК и уровнем доступа АРМа к базе данных на сервере. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента к другому, используются проводные линии связи Ethernet.

АИИС КУЭ ПС 110/10-10 кВ «Строительства ЛенГАЭС» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД и имеет нормированную точность. Коррекция времени в счетчиках выполняется УСПД автоматически, один раз в полчаса во время опроса, при обнаружении рассогласований времени УСПД и счетчика более чем на  $\pm 2$  с. Коррекция часов УСПД производится со стороны ИВК «ИКМ-Пирамида» с порогом синхронизации  $\pm 2$  с. Синхронизация времени в ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется непрерывно при помощи подключенного к нему устройства синхронизации времени типа УСВ-2.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на АРМ.

В АИИС КУЭ ПС 110/10-10 кВ «Строительства ЛенГАЭС» обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 3,5 года. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ПС 110/10-10 кВ «Строительства ЛенГАЭС», являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, дополнительные средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

### **Программное обеспечение**

Программное обеспечение системы (далее – ПО) строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов АИИС КУЭ и определяются классом точности применяемых электросчетчиков (кл. точности 0,2S/0,5; 0,5S/1,0).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электроэнергии в АИИС КУЭ, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ ПС 110/10-10 кВ «Строительства ЛенГАЭС», приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

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
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	Версия 3	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/ мощности	CalcLeakage.dll		B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A13	
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll		D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC	
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll		52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83	
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll		6F557F885B737261328CD77805BD1BA7	
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll		48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F	
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll		C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48	

Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramide.dll		ECF532935CA1A3FD3 215049AF1FD979F	
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll		530D9B0126F7CDC23 ECD814C4EB7CA09	
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll		1EA5429B261FB0E28 84F5B356A1D1E75	

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует «Среднему» уровню по Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 0,4
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от + 15 до + 25 от минус 30 до + 35
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	от 25 до 100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	110; 10; 0,4;
Первичные номинальные токи, кА	0,15; 0,2; 0,3; 1,5;
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	22
Интервал задания границ тарифных зон, мин.	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, с	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении электрической энергии для рабочих условий эксплуатации,  $d_p$ , %.

№ ИК	Состав ИИК	$\cos \varphi$ ( $\sin \varphi$ )	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6	7
1, 2	ТТ класс точности 1,0 ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	1	Не нормируется	$\pm 3,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,2$
		0,8 (емк.)	Не нормируется	$\pm 5,5$	$\pm 2,8$	$\pm 1,9$
		0,5 (инд.)	Не нормируется	$\pm 10,5$	$\pm 5,3$	$\pm 3,6$
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	$\pm 8,6$	$\pm 4,5$	$\pm 3,3$
0,5 (0,9)		Не нормируется	$\pm 5,2$	$\pm 2,9$	$\pm 2,4$	
11,20	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	1	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
		0,8 (емк.)	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$
		0,5 (инд.)	$\pm 5,4$	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$	$\pm 2,2$
	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	$\pm 4,8$	$\pm 3,2$	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$
0,5 (0,9)		$\pm 3,2$	$\pm 2,5$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	
3-10, 12- 19	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	$\pm 2,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
		0,8 (емк.)	$\pm 3,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
		0,5 (инд.)	$\pm 5,5$	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$
	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	$\pm 4,8$	$\pm 3,2$	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$
0,5 (0,9)		$\pm 3,2$	$\pm 2,5$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	
21,22	ТТ класс точности 0,5S Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	$\pm 2,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
		0,8 (емк.)	$\pm 3,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
		0,5 (инд.)	$\pm 5,4$	$\pm 3,0$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
	ТТ класс точности 0,5S Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	$\pm 4,8$	$\pm 3,2$	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$
0,5 (0,9)		$\pm 3,3$	$\pm 2,7$	$\pm 2,2$	$\pm 2,2$	

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности для рабочих условий эксплуатации на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка часов ( $d_p$ ), рассчитываются по следующей

формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d_s^2 + \frac{K_e \times 100\%}{C_e \times 1000 P T_{cp}} \frac{\sigma}{\bar{R}}^2}, \text{ где}$$

$d_p$  - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, %;

$d_s$  - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3, %;

$K$  – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

$K_e$  – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт·ч);

$T_{cp}$  - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

$R$  - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p, \text{корр.}} = \frac{Dt}{3600 T_{cp}} \times 100\%, \text{ где}$$

$Dt$  - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

$T_{cp}$  - величина интервала усреднения мощности (в часах).

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплект поставки приведен в таблицах 4, 5 и 6.

Таблица 4 – Состав ИИК АИИС КУЭ

Средство измерений			
№ ИК	Наименование объекта учета (измерительного канала)	Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, зав. №, № Госреестра
1	2	3	4
1	ВЛ 110 кВ ПС №266 (линия 1) (W1G)	ТН	НАМИ-110 УХЛ1 К <sub>ТН</sub> =110 000/√3//100/√3, Кл. т. 0,2; Свт.об=120 В·А; Зав. № 7598 фаза А; Зав. № 7617 фаза В; Зав. № 7849 фаза С; Гос.р. 24218-08
		ТТ	ТРГ-110 П* К <sub>ТТ</sub> = 150/5, Кл. т. 1,0; Свт.об=25 В·А Зав. № 5248 фаза А; Зав. № 5247 фаза В; Зав. № 5246 фаза С; № Гос.р. 26813-06
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1802RALQ-P4GB-DW-4), Зав. № 01 261 860, Кл.т. 0,2S/0,5, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>ном</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11

2	ВЛ 110 кВ ПС №266 (линия 2) (W2G)	ТН	НАМИ-110 УХЛ1 К <sub>ТН</sub> =110 000/√3//100/√3, Кл. т. 0,2 Свт.об=120 В·А; Зав. № 7853 фаза А; Зав. № 7845 фаза В; Зав. № 7839 фаза С; № Гос.р. 24218-08
		ТТ	ТРГ-110 П* К <sub>ТТ</sub> = 150/5, Кл. т. 1,0; Свт.об=25 В·А; Зав. № 5251 фаза А; Зав. № 5250 фаза В; Зав. № 5249 фаза С; № Гос.р. 26813-06
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1802RALQ-P4GB-DW-4), Зав. № 01 261 861, Кл.т. 0,2S/0,5, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
3	ТСН 1 (ТН1)	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000009; № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 150/5, Кл. т. 0,5S, Свт.об=3 В·А; Зав. № 16582-12 фаза А; Зав. № 16564-12 фаза В; Зав. № 16569-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 213, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
4	линия Ф-01 (ДЭС)	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000009; № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 150/5, Кл. т. 0,5S, Свт.об=3 В·А; Зав. № 16573-12 фаза А; Зав. № 16659-12 фаза В; Зав. № 16560-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 212, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
5	линия Ф-13	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000009 № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 150/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А Зав. № 16528-12 фаза А; Зав. № 16636-12 фаза В; Зав. № 16606-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 204, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
6	линия Ф-03	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000009 № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 200/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А; Зав. № 16594-12 фаза А; Зав. № 16645-12 фаза В; Зав. № 16576-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 211, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11

7	линия Ф-11	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000009 № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 150/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А; Зав. № 16635-12 фаза А; Зав. № 16633-12 фаза В; Зав. № 16634-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 209, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
8	линия Ф-05	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000009 № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 300/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А; Зав. № 16715-12 фаза А; Зав. № 16889-12 фаза В; Зав. № 16638-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 203, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
9	линия Ф-09	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000009, № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 150/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А; Зав. № 16514-12 фаза А; Зав. № 16517-12 фаза В; Зав. № 16518-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 201, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
10	линия Ф-07	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000009 № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 150/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А; Зав. № 16563-12 фаза А; Зав. № 16665-12 фаза В; Зав. № 16562-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 206, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
11	Ввод Т1	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000009 № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 1500/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А; Зав. № 17068-12 фаза А; Зав. № 17067-12 фаза В; Зав. № 17070-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1802RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 199, Кл.т. 0,2S/0,5, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
12	ТСН 2 (ТН 2)	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000010 № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 150/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А; Зав. № 16513-12 фаза А; Зав. № 16854-12 фаза В; Зав. № 16637-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 205, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11



13	Линия Ф-02 (ДЭС)	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000010 № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 200/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А; Зав. № 16575-12 фаза А; Зав. № 16650-12 фаза В; Зав. № 16595-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 208, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
14	Линия Ф-14	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000010 № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 150/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А; Зав. № 16666-12 фаза А; Зав. № 16628-12 фаза В; Зав. № 16442-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 214, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
15	Линия Ф-04	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000010, № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 200/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А; Зав. № 16619-12 фаза А; Зав. № 16602-12 фаза В; Зав. № 16574-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 200, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
16	Линия Ф-12	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000010 № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 150/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А; Зав. № 16592-12 фаза А; Зав. № 16653-12 фаза В; Зав. № 16463-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 215, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
17	Линия Ф-06	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000010 № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 300/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А; Зав. № 16946-12 фаза А; Зав. № 16701-12 фаза В; Зав. № 16639-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 210, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
18	Линия Ф-10	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000010 № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 200/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А; Зав. № 16658-12 фаза А; Зав. № 16947-12 фаза В; Зав. № 16656-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 207, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11

19	Линия Ф-08	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000010 № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 150/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А; Зав. № 16667-12 фаза А; Зав. № 16731-12 фаза В; Зав. № 16565-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 202, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
20	Ввод Т2	ТН	НАМИТ-10 К <sub>ТН</sub> =10000/100, Кл. т.0,5; Свт.об=200 В·А; Зав. № 1662120000010 № Гос.р. 16687-07
		ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 К <sub>ТТ</sub> = 1500/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=3 В·А; Зав. № 17069-12 фаза А Зав. № 17071-12 фаза В; Зав. № 17229-12 фаза С; № Гос.р. 32139-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1802RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 241 198, Кл.т. 0,2S/0,5, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
21	Ввод 0,4 кВ ТСН 1 (ТН1)	ТТ	Т-0,66, К <sub>ТТ</sub> = 300/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=10 В·А; Зав. № 257722 фаза А; Зав. № 257723 фаза В; Зав. № 257725 фаза С; № Гос.р. 36382-07
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 261 862, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11
22	Ввод 0,4 кВ ТСН 2 (ТН2)	ТТ	Т-0,66, К <sub>ТТ</sub> = 300/5, Кл. т. 0,5S; Свт.об=10 В·А; Зав. № 257724 фаза А; Зав. № 257726 фаза В; Зав. № 257727 фаза С; № Гос.р. 36382-07
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RAL-P4GB-DW-4), Зав. № 01 261 863, Кл.т. 0,5S/1,0, R=5000 имп./кВт·ч (имп./квар·ч), I <sub>НОМ</sub> = 5 А, № Гос.р. 31857-11

Таблица 5 - Перечень оборудования, входящего в состав АИИС КУЭ

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ ПС 110/10-10 кВ «Строительства ЛенГАЗС»	Номер в Госреестре средств измерений
СИКОН С70 (зав. № 06976)	Один	№ 28822-10
УСВ-2 (зав. № 2885)	Один	№ 41681-10
ИВК «ИКМ Пирамида» (зав.№ 475)	Один	№ 29484-05

Таблица 6 - Документация и ПО, поставляемые в комплекте с АИИС КУЭ.

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Количество, шт.
Прикладное программное обеспечение ИВК «ИКМ Пирамида»	1(один) экземпляр
Базовый программный пакет «СИКОН С-70»: Программа «Настройка сбора» и Программа «Оперативный сбор»	1(один) экземпляр
Программное обеспечение электросчетчиков Альфа А1800	1(один) экземпляр
Формуляр (ЭСИ.425290.002.ФО)	1(один) экземпляр
Методика поверки (ЭСИ.425290.002.МП)	1(один) экземпляр
Инструкция по эксплуатации КТС ЭСИ.425290.002.ИЗ;	1(один) экземпляр

## **Поверка**

осуществляется по документу ЭСИ.425290.002. МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) ПС 110/10-10 кВ «Строительства ЛенГАЭС». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии трехфазных многофункциональных Альфа А1800 по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в мае 2011г;
- средства поверки УСПД типа «СИКОН С70» в соответствии с методикой поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010г.;
- средства поверки ИВК типа «ИКМ-Пирамида» в соответствии с методикой поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005г.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии (мощности) ПС 110/10-10 кВ «Строительства ЛенГАЭС» ЭСИ.425290.002.М1.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) ПС 110/10-10 кВ «Строительства ЛенГАЭС»**

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

ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

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

при осуществлении торговли.

## **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОСТРОЙИНВЕСТ" (ООО "ЭСИ"),  
г. Санкт-Петербург.

Юридический адрес: 188477, Ленинградская область, Кингисеппский район,  
д. Вистино, ул. Ижорская, д. 29/5, помещение 6

Почтовый адрес: 195027, Санкт-Петербург, пр. Шаумяна, д. 4, корп. 1, лит. А

Тел.: 8 (812) 677-04-00; факс: 8 (812) 677-21-25

**Испытательный центр**

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

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

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.