

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 646 от 26.05.2016 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) филиала «Калининградская ТЭЦ-2» АО «Интер РАО - Электрогенерация». Блок № 1

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) филиала «Калининградская ТЭЦ-2» АО «Интер РАО - Электрогенерация». Блок № 1 (в дальнейшем - АИИС КУЭ «Калининградская ТЭЦ-2». Блок № 1) 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 «Калининградская ТЭЦ-2». Блок № 1 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: ИВК-ИКМ «Пирамида»; устройство хранения данных (сервер БД); 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; рабочие станции (АРМ). ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

ИВК осуществляет информационный обмен по всем измерительным каналам АИИС КУЭ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности «Калининградской ТЭЦ-2». Блок № 2». Регистрационный номер в Государственном реестре 45276-10. ИВК хранит и передает консолидированные данные: измеренные АИИС КУЭ «Калининградская ТЭЦ-2». Блок № 1 и полученные по информационному обмену в XML-формате в программно-аппаратный комплекс коммерческого оператора (ПАК КО).

АИИС КУЭ «Калининградская ТЭЦ-2». Блок № 1 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;

- измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее - результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- 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 «Калининградская ТЭЦ-2». Блок № 1 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 ( $P=U \cdot I \cdot \cos\phi$ ) 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.

АИИС КУЭ «Калининградская ТЭЦ-2». Блок № 1 имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД и ИВК и имеет нормированную точность. Проверка 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, автоматически производится коррекция времени счетчика, если в эти сутки его время еще не корректировалось. Коррекция времени счетчикам СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М.16 производится один раз в сутки. Проверка времени в УСПД выполняется ИВК автоматически, один раз в час. Коррекция часов УСПД производится ИВК при рассогласовании времени УСПД и ИВК более чем на  $\pm 2$  с. Коррекция часов ИВК производится один раз в час установкой времени от УСВ-1.

Для контроля за состоянием схемы измерения используются контроллеры телесигнализации (блоки дискретного ввода). Контроллеры принимают сигналы от контактных блоков, установленных на разъединителях, и выключателях.

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 ИВК.

В АИИС КУЭ «Калининградская ТЭЦ-2». Блок № 1 обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 3,5 лет. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ «Калининградская ТЭЦ-2». Блок № 1, 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 «Пирамида 2000. Сервер» (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 ИВК «Пирамида 2000. Сервер» и определяются классом применяемых электросчетчиков.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электроэнергии в ИВК «Пирамида 2000. Сервер», 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 «Калининградская ТЭЦ-2». Блок № 1, приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000. Сервер»

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	Calc-Clients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	Calc-Leakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	Calc-Losses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramide.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

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±1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от +10 до + 35 минус 20 до + 35
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	110; 15,75
Первичные номинальные токи, кА	8; 1,5; 0,6
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Количество точек учета, шт.	13
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, не более, секунд в сутки	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении электрической энергии для рабочих условий эксплуатации,  $d_3$ , %

№ ИК	Состав ИК	cos φ (sin φ)	$\delta_{1(2)^* \%I}$	$\delta_{5\%I}$	$\delta_{20\%I}$	$\delta_{100\%I}$
			$I_{1(2)^* \%} < I \leq I_{5\%}$	$I_{5\%} < I \leq I_{20\%}$	$I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$	$I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6	7
1-11	ТТ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	1	Не нормируется	±1,1	±0,8	±0,8
		0,8 (инд.)	Не нормируется	±1,5	±1,0	±0,9
		0,5 (инд.)	Не нормируется	±2,1	±1,3	±1,2
	ТТ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	±2,2	±1,3	±1,2
		0,5 (0,87)	Не нормируется	±1,7	±1,1	±1,0
12,13	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	1	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
		0,8 (емк.)	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
		0,5 (инд.)	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	±2,4	±2,0	±1,7	±1,7
		0,5 (0,87)	±2,1	±1,9	±1,6	±1,6

Таблица 4 - Состав ИИК АИИС КУЭ «Калининградская ТЭЦ-2». Блок № 1

Канал учета		Средство измерений	
№ ИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, зав. №, № Госреестра
1	2	3	4
1	Г-10	ТТ	ТШЛ-20-1 8000/5 класс точности 0,2 №№ 77;67;49 № ГР 21255-01
		ТН	UGE (мод. UGE 17,5 D2 15,75/√3;0,1/√3;0,1/3 Y3) 15750/√3/100/√3 класс точности 0,2 №№ 11-009758; 11-009759; 11-009760 № ГР 25475-08

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S/0,5 № 0107050216 № ГР 27524-04
2	Г-11	ТТ	ТШЛ-20-1 8000/5 класс точности 0,2 №№ 19;76;63 № ГР 21255-01
		ТН	UGE (мод. UGE 17,5 D2 15,75/√3;0,1/√3;0,1/3 Y3) 15750/√3/100/√3 класс точности 0,2 №№ 12031407; 12031408; 12031409 № ГР 25475-08
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S /0,5 №0107050075 № ГР 27524-04
3	Г-12	ТТ	ТШЛ-20-1 8000/5 класс точности 0,2 №№ 74;47;57 № ГР 21255-01
		ТН	UGE (мод. UGE 17,5 D2 15,75/√3;0,1/√3;0,1/3 Y3) 15750/√3/100/√3 класс точности 0,2 №№ 11-009749; 11-009751; 11-009750 № ГР 25475-08
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S /0,5 №0107050099 № ГР 27524-04
4	Л-175	ТТ	SB 0,8 (мод. SB 0,8 2000;1500;600;/1A 75,75,20VA/0,2FS10) 1500/1 класс точности 0,2 №№ 03-138287; 03-138282; 03-138288 № ГР 20951-01
		ТН	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3/100/√3 класс точности 0,2 №№ 603; 376;366 № ГР 24218-08

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S /0,5 № 0109054159 № ГР 27524-04
5	Л-176	ТТ	SB 0,8 (мод. SB 0,8 2000;1500;600;/1A 75,75,20VA/0,2FS10) 1500/1 класс точности 0,2 №№ 03-138286; 03-138283; 03-138293 № ГР 20951-01
		ТН	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ класс точности 0,2 №№ 602; 621;599 № ГР 24218-08
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S /0,5 № 01056201 № ГР 27524-04
6	Л-171	ТТ	SB 0,8 (мод. SB 0,8 2000;1500;600;/1A 75,75,20VA/0,2FS10) 1500/1 класс точности 0,2 №№ 03-138292; 03-138289; 03-138291 № ГР 20951-01
		ТН	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ класс точности 0,2 №№ 603; 376;366 № ГР 24218-08
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S /0,5 № 02054387 № ГР 27524-04
7	Л-172	ТТ	SB 0,8 (мод. SB 0,8 2000;1500;600;/1A 75,75,20VA/0,2FS10) 1500/1 класс точности 0,2 №№ 03-138307; 03-138308; 03-138311 № ГР 20951-01

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
		ТН	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ класс точности 0,2 №№ 602; 621;599 № ГР 24218-08
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S /0,5 № 02054388 № ГР 27524-04
8	Л-173	ТТ	SB 0,8 (мод. SB 0,8 2000;1500;600;/1А 75,75,20VA/0,2FS10) 600/1 класс точности 0,2 №№ 03-138310; 03-138303; 03-138297 № ГР 20951-01
		ТН	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ класс точности 0,2 №№ 609; 600;421 № ГР 24218-08
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S /0,5 № 0109052222 № ГР27524-04
9	Л-174	ТТ	SB 0,8 (мод. SB 0,8 2000;1500;600;/1А 75,75,20VA/0,2FS10) 600/1 класс точности 0,2 №№ 03-138377; 03-138359; 03-138376 № ГР 20951-01
		ТН	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ класс точности 0,2 №№ 466; 450; 469 № ГР 24218-08
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S /0,5 № 0109052059 № ГР 27524-04



Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
10	ОВ-1	ТТ	SB 0,8 (мод. SB 0,8 2000;1500;600;/1А 75,75,20VA/0,2FS10) 1500/1 класс точности 0,2 №№ 03-138363; 03-138366; 03-138375 № ГР 20951-01
		ТН	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ класс точности 0,2 №№ 603; 376;366 (№№ 602; 621;599) № ГР 24218-08
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S /0,5 № 02053383 № ГР 27524-04
11	ОВ-2	ТТ	SB 0,8 (мод. SB 0,8 2000;1500;600;/1А 75,75,20VA/0,2FS10) 1500/1 класс точности 0,2 №№ 03-138304; 03-138300; 03-138306 № ГР 20951-01
		ТН	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ класс точности 0,2 №№ 466; 450; 469 (№№ 609; 600;421) № ГР 24218-08
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,2S /0,5 № 12040228 № ГР 27524-04
12	Л-177	ТТ	SB 0,8 (мод. SB 0,8 2000;1500;600;/1А 75,75,20VA/0,2FS10) 600/1 класс точности 0,2S №№ 13028752; 13028754; 13028753 № ГР 55006-13
		ТН	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ класс точности 0,2 №№ 609; 600;421 № ГР 24218-08

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М (мод. СЭТ-4ТМ.03М.16) класс точности 0,2S/0,5 № 0812144835 № ГР 36697-12
13	Л-178	ТТ	SB 0,8 (мод. SB 0,8 2000;1500;600;/1А 75,75,20VA/0,2FS10) 600/1 класс точности 0,2S №№ 13028751; 13028750; 13028749 № ГР 55006-13
ТН		НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3/100/√3 класс точности 0,2 №№ 466; 450; 469 № ГР 24218-08	
Счетчик		СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М (мод. СЭТ-4ТМ.03М.16) класс точности 0,2S/0,5 № 0812144890 № ГР 36697-12	
<p>Примечание: 1. Измерительные каналы № 1-3 подключены к Контроллеру СИКОН С70 (зав. № 01015); Измерительные каналы № 4-13 подключены к Контроллеру СИКОН С70 (зав. № 01674) , Госреестр № 15236-03</p> <p>2. АИИС КУЭ имеет в своем составе устройство синхронизации времени УСВ-1 (зав. № 1597), Госреестр № 28716-05</p> <p>3. ИВК-ИКМ «Пирамида» (зав. № 354), Госреестр № 29484-05</p>			

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):

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

$d_p$  - 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:

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

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

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

### Знак утверждения типа

наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входят документы и оборудование, указанное в таблице 5.

Таблица 5 - Документация и оборудование, поставляемые в комплекте с АИИС КУЭ

Наименование	Количество, шт.
Трансформаторы тока	39
Трансформаторы напряжения	21
Счетчики электрической энергии	13
Устройства сбора и передачи данных	2
Устройства синхронизации времени	1
Программный пакет «Пирамида 2000.Сервер»	1 (один) экземпляр
Программный пакет «Пирамида 2000.АРМ»	1 (один) экземпляр (с лицензией на шесть клиентов)
Методика поверки НВЦП.422200.088.МП	1 (один) экземпляр
Формуляр НВЦП.422200.088.ФО	1 (один) экземпляр
Инструкция по эксплуатации АИИС НВЦП.425213.100.ЭД.М2.ИЭ	1 (один) экземпляр
Руководство пользователя АИИС НВЦП.425213.100.ЭД.М2.ИЗ	1 (один) экземпляр

### Поверка

осуществляется по документу НВЦП.422200.088.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) филиала «Калининградская ТЭЦ-2» АО «Интер РАО - Электрогенерация». Блок № 1. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2015 г.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

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 многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124.РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.

- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;

- средства поверки УСПД «СИКОН С70» в соответствии с методикой поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.
- средства поверки ИВК «ИКМ-Пирамида» в соответствии с методикой поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.
- средства поверки «УСВ-1» в соответствии с методикой поверки, утвержденной ФГУП ВНИИФТРИ в 2005 г.

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

Метод измерений изложен в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ филиала «Калининградская ТЭЦ-2» АО «Интер РАО - Электрогенерация». Блок № 1». НВЦП.422200. 088.МИ.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) филиала «Калининградская ТЭЦ-2» АО «Интер РАО - Электрогенерация» Блок № 1**

- 1 ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- 2 ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
- 3 ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- 4 ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

#### **Изготовитель**

АО «Электроцентроналадка»  
Адрес: Россия, 121059, Москва, Бережковская наб., 16, корп. 2  
Почтовый адрес: Россия, 121059, Москва, а/я 1  
Тел./факс: +7(495)-221-67-00/ +7(499)-240-45-79  
ИНН 7730035496

#### **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

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.