

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Чувашская энергосбытовая компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Чувашская энергосбытовая компания» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии за установленные интервалы времени, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой четырехуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из следующих уровней:

первый уровень - измерительно-информационный комплекс (далее - ИИК) состоит из установленных на объекте контроля трансформаторов тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчика активной электроэнергии и реактивной электроэнергии, вторичных электрических цепей, технических средств каналов передачи данных;

второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), в которые входят устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 и RTU-325L, обеспечивающее интерфейс доступа к ИИК, технические средства приема-передачи данных (каналообразующей аппаратуры);

третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ филиала «Чувашэнерго» ОАО «МРСК Волги», включающий в себя сервер сбора и передачи данных, программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;

четвёртый уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ОАО «Чувашская энергосбытовая компания». ИВК включает в себя сервер сбора и передачи данных, ПО «Пирамида. 2000 Сервер», каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Также уровень ИВК АИИС КУЭ ОАО «Чувашская энергосбытовая компания» производит прием данных об измерении тридцати минутных приращений количества активной и реактивной электроэнергии (в виде XML – файла), по договору информационного обмена, от уровня ИВК АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» по 1-му измерительному каналу, указанному в таблице 1 для передачи их в ОАО «АТС» и смежным субъектам оптового рынка.

Таблица 1 – ИК, входящие в состав АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт»

Наименование объекта учета (измерительного канала)	Номер госреестра описания типа АИИС КУЭ и номер измерительного канала
ВЛ-110 кВ Тюрлема-Зеленодольская с заходом на ПС Свияжск	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО "Татэнергосбыт" № Гос.р. 53689-13 ИК № 11

АИИС КУЭ обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

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

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и УСПД 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 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 тридцати минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных (УСПД). 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, каналы сотовой связи, телефонные линии связи.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, ИВК и имеет нормированную точность. Время Сервера синхронизировано со временем УССВ, сличение ежесекундное. Сервер осуществляет коррекцию времени УСПД и счётчиков. Сличение времени сервера БД со временем УСПД RTU-325 (RTU-325L) осуществляется каждые 60 минут, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД более 1 с. Сличение времени счётчиков электрической энергии со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени счётчиков электрической энергии при расхождении со временем УСПД ± 2 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

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).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ОАО «Чувашская энергосбытовая компания» соответствуют техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ ОАО «Чувашская энергосбытовая компания», трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Организация каналов связи для отправки XML макетов 80020, 80040 и 80050 в ОАО «АТС»: рабочий канал - встроенная сетевая плата в ИКМ пирамида стандарта Ethernet 10/100, резервный канал - GSM /GPRS терминал SIEMENS MC35i. 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 системе 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. Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления питания.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ, являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, 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 со-бирать 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 электро-энергии 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 ОАО «Чувашская энергосбытовая компания», приведены в таблице 2.

Таблица 2 - 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	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.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
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNS I.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 уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 Метрологические и технические характеристики

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблицах 4-5
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 +10 до +35 от -40 до +70
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	от 25 до 100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичное номинальное напряжение, кВ	110; 10; 6; 0,4
Первичный номинальный ток, кА	1; 0,1; 0,6; 0,2; 0,15; 0,3; 0,4; 1,5; 0,05; 0,075
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек измерения, шт.	35
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, секунд	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 4 Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении активной электрической энергии для рабочих условий эксплуатации, d_p , %

№ ИК	cos φ	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} \leq I < I_{120\%}$
1-4, 6	1	± 1,9	± 1,2	± 1,0	± 1,0
	0,8	± 3,0	± 1,8	± 1,4	± 1,4
	0,5	± 5,5	± 3,0	± 2,3	± 2,3
7, 8, 10, 20, 21, 28	1	Не нормируется	± 1,9	± 1,2	± 1,0
	0,8	Не нормируется	± 3,0	± 1,7	± 1,4
	0,5	Не нормируется	± 5,5	± 3,0	± 2,3
9, 23, 29, 31, 33, 35	1	Не нормируется	± 1,8	± 1,0	± 0,8
	0,8	Не нормируется	± 2,8	± 1,5	± 1,2
	0,5	Не нормируется	± 5,3	± 2,7	± 1,9
12-19	1	Не нормируется	± 2,1	± 1,6	± 1,4
	0,8	Не нормируется	± 3,2	± 2,1	± 1,8
	0,5	Не нормируется	± 5,5	± 3,0	± 2,3
22, 24-27, 30, 32, 34	1	Не нормируется	± 1,8	± 1,1	± 0,9
	0,8	Не нормируется	± 2,9	± 1,6	± 1,2
	0,5	Не нормируется	± 5,4	± 2,8	± 2,0

Таблица 5 Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении реактивной электрической энергии для рабочих условий эксплуатации, d_p , %

№ ИК	sin φ	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} \leq I < I_{120\%}$
1-4, 6	0,6	± 5,0	± 2,8	± 2,0	± 2,0
	0,87	± 3,1	± 1,9	± 1,4	± 1,4
7, 8, 10, 20, 21, 28	0,6	Не нормируется	± 4,5	± 2,5	± 2,0
	0,87	Не нормируется	± 2,8	± 1,7	± 1,4
9, 23, 29, 31, 33, 35	0,6	Не нормируется	± 4,4	± 2,3	± 1,7
	0,87	Не нормируется	± 2,7	± 1,5	± 1,2
12-19	0,6	Не нормируется	± 5,1	± 2,9	± 2,3
	0,87	Не нормируется	± 3,5	± 2,2	± 2,0
22, 24-27, 30, 32, 34	0,6	Не нормируется	± 4,5	± 2,4	± 1,7
	0,87	Не нормируется	± 2,7	± 1,5	± 1,3

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени (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):

$$d_p = \pm \sqrt{d^2 + \frac{\alpha_{\text{ИК}} K_e \times 100\%}{C_e} \frac{\delta^2}{1000 P T_{cp} \delta}}, \text{ где}$$

d_p - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

d - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 при измерении электроэнергии, в %;

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 для любого измерительного канала 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

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Чувашская энергосбытовая компания» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки приведен в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 Комплект поставки

Номер ИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Средства измерений			
		Тип, метрологические характеристики, зав. №, № Госреестра			
		ТТ	ТН	счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС «Тиньговатовская» 110/6 кВ. Ввод №1 в ЗРУ-6 кВ, ячейка №7	ТЛО-10 II/I2 = 1500/5 кл. т. 0,5S А № 1032 В № 1043 С № 1121 № ГР 25433-03	ЗНОЛ.06 U1/U2 = 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 17096 В № 19631 С № 17702 № ГР 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А № 0108054244 № ГР 27524-04	RTU-325L
2	ПС «Тиньговатовская» 110/6 кВ. Ввод №2 в ЗРУ-6кВ, ячейка №29	ТЛО-10 II/I2 = 1500/5 кл. т. 0,5S А № 1118 В № 1024 С № 1027 № ГР 25433-03	ЗНОЛ.06 U1/U2 = 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 16985 В № 16990 С № 17822 № ГР 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А № 0108051210 № ГР 27524-04	

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
3	ПС «Тиньговатовская» 110/6 кВ. Ввод № 3 в ЗРУ-6кВ, ячейка № 8	ТЛО-10 II/I2 = 1500/5 кл. т. 0,5S А № 1037 В № 1119 С № 12610 № ГР 25433-03	ЗНОЛ.06 U1/U2 = 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 19680 В № 16571 С № 16921 № ГР 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Ином= 5 А № 0108055052 № ГР 27524-04	
4	ПС «Тиньговатовская» 110/6 кВ. Ввод № 4 в ЗРУ-6кВ, ячейка № 38	ТЛО-10 II/I2 = 1500/5 кл. т. 0,5S А № 1022 В № 1110 С № 1028 № ГР 25433-03	ЗНОЛ.06 U1/U2 = 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 17017 В № 17087 С № 17083 № ГР 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Ином= 5 А № 0108056036 № ГР 27524-04	
6	НПС «Тиньговатово», трансформатор Т-8 «Жил. посёлок»	ТЛО-10 II/I2 = 150/5 кл. т. 0,5S А № 1176 В № 1172 С № 12301 № ГР 25433-03	ЗНОЛ.06 U1/U2 = 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 А № 19680 В № 16571 С № 16921 № ГР 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Ином= 5 А № 0108069017 № ГР 27524-04	
7	ВЛ-110 кВ Ядрин 2 (ПС «Покров- Майдан»), (ввод 10 кВ Т-1)	ТФЗМ-35 II/I2 = 300/5 кл. т. 0,5 А № 25230 С № 45945 № ГР 3690-73	НТМИ-10 U1/U2 = 10000/100 Кл. т. 0,5 № 419 № ГР 831-69	ЕА02RL-P1B-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Ином= 5 А № 01109311 № ГР 16666-97	RTU-325
8	ВЛ-110 кВ Ядрин 1 (ПС «Покров- Майдан»), (ввод 10 кВ Т-2)	ТПЛ-10 II/I2 = 400/5 кл. т. 0,5 А № 59117 С № 69829 № ГР 1276-59	НТМИ-10 U1/U2 = 10000/100 Кл. т. 0,5 № 58 № ГР 831-69	ЕА02RL-P1B-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Ином= 5 А № 01109317 № ГР 16666-97	
9	ВЛ-110 кВ Ядрин 1 (ПС «Покров- Майдан») (ввод 0,4 кВ ТСН-2)	Т-0,66 II/I2 = 200/5 кл. т. 0,5 А № 391440 В № 391441 С № 391442 № ГР 15698-96	—	ЕА02RL-P1B-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Ином= 5 А № 01109270 № ГР 16666-97	
10	ВЛ-110 кВ Шемурша- Дрожжаное	ТФНД-110 II/I2 = 100/5 кл. т. 0,5 А № 15066 В № 15076 С № 15023 № ГР 2793-71	НКФ-110-57У1 U1/U2 = 110000:√3/100:√3/100 Кл. т. 0,5 А № 5102 В № 5195 С № 5297 № ГР 14205-94	ЕА02RL-P1B-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Ином= 5 А № 01109278 № ГР 16666-97	RTU-325

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
12	Отпайка от ВЛ 10 кВ №6 Чечкабы – В.Лощи на н.п. Н. Байдеряково КТП №1	Т-0,66 II/I2 = 75/5 кл. т. 0,5 А № 438060 В № 106560 С № 438064 № ГР 15698-96	–	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Iном= 5 А № 12030070 № ГР 20175-01	
13	Отпайка от ВЛ 10 кВ №6 Чечкабы – В.Лощи на н.п. Н. Байдеряково КТП №2	Т-0,66 II/I2 = 75/5 кл. т. 0,5 А № 728477 В № 728479 С № 728480 № ГР 15698-96	–	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Iном= 5 А № 12030076 № ГР 20175-01	
14	Отпайка от ВЛ 10 кВ №6 Чечкабы – В.Лощи на н.п. Н. Байдеряково КТП №3	Т-0,66 II/I2 = 75/5 кл. т. 0,5 А № 105117 В № 232088 С № 106573 № ГР 15698-96	–	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Iном= 5 А № 4041144 № ГР 20175-01	
15	Отпайка от ВЛ 10 кВ №6 Чечкабы – В.Лощи на н.п. Н. Байдеряково КТП №4	Т-0,66 II/I2 = 100/5 кл. т. 0,5 А № 149554 В № 149720 С № 149636 № ГР 15698-96	–	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Iном= 5 А № 12030079 № ГР 20175-01	
16	Отпайка от ВЛ 10 кВ №6 Чечкабы – В.Лощи на н.п. Н. Байдеряково КТП №5	Т-0,66 II/I2 = 75/5 кл. т. 0,5 А № 265014 В № 265013 С № 265015 № ГР 15698-96	–	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Iном= 5 А № 112030139 № ГР 20175-01	
17	Отпайка от ВЛ 10 кВ №12 М. Цильна - Село Убей на н.п. Канаш КТП №3	Т-0,66 II/I2 = 150/5 кл. т. 0,5 А № 433678 В № 433676 С № 433677 № ГР 15698-96	–	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Iном= 5 А № 12030129 № ГР 20175-01	
18	Отпайка от ВЛ 10 кВ №12 М. Цильна - Село Убей на н.п. Кр. Вазан КТП №2	Т-0,66 II/I2 = 75/5 кл. т. 0,5 б/н № ГР 15698-96	–	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Iном= 5 А № 12030113 № ГР 20175-01	

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
19	Отпайка от ВЛ 10 кВ №12 М. Цильна - Село Убей на н.п. Кр. Вазан КТП №1	Т-0,66 II/I2 = 75/5 кл. т. 0,5 б/н № ГР 15698-96	—	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Iном= 5 А № 12030137 № ГР 20175-01	
20	ВЛ-110 кВ Уржумка- Кокшайск (ПС Кошкайск 110/10, 1СШ 110кВ)	ТФЗМ-110Б II/I2 = 600/5 кл. т. 0,5 А № 22328 В № 62879 С № 22345 № ГР 2793-88	НКФ-110-57У1 U1/U2 = 110000:√3/100:√3/100 Кл. т. 0,5 А № 19347 В № 19404 С № 19516 № ГР 14205-94	ЕА02RL-Р1В-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А № 01109211 № ГР 16666-97	
21	ПС Уржумка 110/35/6 кВ, Фидер №603 ВЛ- 6 кВ Уржумка - Черное Озеро	ТОЛ-СЭЩ-10-11 II/I2 = 100/5 кл. т. 0,5 А № 04851-12 С № 04858-12 № ГР 32139-11	НАМИ-10-95 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,5 № 1683 № ГР 20186-00	ЕА02RL-Р1В-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А № 01109323 № ГР 16666-97	RTU-325L
22	ВЛ-110 кВ ПС Сидельниково 110/6 кВ (Ввод 6 кВ Т1 110/6)	ТЛМ-10 II/I2 = 300/5 кл. т. 0,5 А № 1045 С № 2595 № ГР 2473-69	НАМИ-10 U1/U2 = 6000/100 Кл. т. 0,2 № 3071 № ГР 011094-87	ЕА02RL-Р1В-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А № 01109316 № ГР 16666-97	
23	ВЛ-110 кВ ПС Сидельниково 110/6 кВ (ТСН-1 6/0,4, Ввод 0,4 кВ)	Т-0,66 II/I2 = 50/5 кл. т. 0,5 А № 702502 В № 702504 С № 702503 № ГР 15698-96	—	ЕА02RL-Р1В-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А № 01109271 № ГР 16666-97	
24	ВЛ-10 кВ Сундырь-Дружба (2 СШ 10кВ, яч.10, ВЛ 10 кВ №28 Дружба)	ТЛК-10 II/I2 =100/5 кл. т. 0,5 А № 5105 С № 5115 № ГР 9143-83	НАМИ-10 U1/U2 = 10000/100 Кл. т. 0,2 № 1972 № ГР 011094-87	ЕА02RL-Р1В-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А № 01109330 № ГР 16666-97	RTU-325
25	ВЛ-10 кВ Сундырь-Сила (2 СШ 10 кВ, яч.12, ВЛ 10кВ №26 Сила)	ТЛК-10 II/I2 =100/5 кл. т. 0,5 А № 5111 С № 5082 № ГР 9143-83	НАМИ-10 U1/U2 = 10000/100 Кл. т 0,2 № 1972 № ГР 011094-87	ЕА02RL-Р1В-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А № 01109315 № ГР 16666-97	RTU-325

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
26	ВЛ-110 кВ Катраси-Еласы 1 (ПС Катраси 110/35/10 кВ, 1 СШ 110 кВ, яч.3)	ТФНД-110М II/I2 =150/5 кл. т. 0,5 А № 10896 В № 10919 С № 10932 № ГР 2793-71	НКФА-123II УХЛ1 U1/U2 = 110000:√3/100:√3/100 Кл. т. 0,2 А № 8098 В № 8096 С № 8355 № ГР 39263-11	EA02RL-P1B-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А № 01109280 № ГР 16666-97	RTU-325
27	ВЛ-110 кВ Катраси-Еласы 2 (ПС Катраси 110/35/10 кВ, 2 СШ 110 кВ, яч.4)	ТФНД-110М II/I2 =150/5 кл. т. 0,5 А № 2453 В № 2684 С № 2288 № ГР 2793-71	НКФА-123II УХЛ1 U1/U2 = 110000:√3/100:√3/100 Кл. т. 0,2 А № 8552 В № 8551 С № 8547 № ГР 39263-11	EA02RL-P1B-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А № 01109234 № ГР 16666-97	
28	ВЛ-110 кВ Катраси-Еласы 1 (ПС Россия 110/10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.15)	ТЛМ-10 II/I2 =600/5 кл. т. 0,5 А № 4511 С № 4530 № ГР 2473-69	НТМИ-10 U1/U2 = 10000/100 Кл. т. 0,5 № 167 № ГР 831-69	EA02RL-P1B-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А № 01109333 № ГР 16666-97	RTU-325
29	ВЛ-110 кВ Катраси-Еласы 1 (ПС Россия 110/10 кВ, ТСН-1 10/0,23, Ввод 0,23 кВ)	Т-0,66 II/I2 =200/5 кл. т. 0,5 А № 211001 С № 211002 № ГР 17551-06	—	EA02RL-P1B-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А № 01109252 № ГР 16666-97	
30	ВЛ-110 кВ Катраси-Еласы 2 (ПС Россия 110/10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.14)	ТЛМ-10 II/I2 =600/5 кл. т. 0,5 А № 3403 С № 3407 № ГР 2473-69	НАМИ-10 U1/U2 = 10000/100 Кл. т. 0,2 № 513 № ГР 011094-87	EA02RL-P1B-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А № 01109312 № ГР 16666-97	
31	ВЛ-110 кВ Катраси-Еласы 2 (ПС Россия 110/10, ТСН-2 10/0,23, Ввод 0,23 кВ)	Т-0,66 II/I2 =200/5 кл. т. 0,5 А № 391438 С № 391439 № ГР 17551-06	—	EA02RL-P1B-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А № 011109220 № ГР 16666-97	
32	ВЛ-110 кВ Катраси-Еласы 1 (ПС Сундырь 110/10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.15)	ТЛК-10 II/I2 =1000/5 кл. т. 0,5 А № 6419090000013 С №6419090000014 № ГР 9143-06	НАМИ-10 U1/U2 = 10000/100 Кл. т. 0,2 № 1963 № ГР 011094-87	EA02RL-P1B-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А № 01109337 № ГР 16666-97	RTU-325

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
33	ВЛ-110 кВ Катраси-Еласы 1 (ПС Сундырь 110/10 кВ, ТСН-1 10/0,4, Ввод 0,4 кВ)	Т-0,66 И1/И2 =100/5 кл. т. 0,5 А № 296365 В № 296366 С № 296367 № ГР 17551-06	–	ЕА02RAL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Ином= 5 А № 01109302 № ГР 16666-97	
34	ВЛ-110 кВ Катраси-Еласы 2 (ПС Сундырь 110/10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.18)	ТЛК-10 И1/И2 =1000/5 кл. т. 0,5 А № 6419090000015 С № 6419090000016 № ГР 9143-06	НАМИ-10 U1/U2 = 10000/100 Кл. т. 0,2 № 1972 № ГР 011094-87	ЕА02RL-Р1В-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Ином= 5 А № 01109319 № ГР 16666-97	
35	ВЛ-110 кВ Катраси-Еласы 2 (ПС Сундырь 110/10, ТСН-2 10/0,4, Ввод 0,4 кВ)	Т-0,66 И1/И2 =100/5 кл. т. 0,5 А № 296362 В № 296363 С № 296364 № ГР 17551-06	–	ЕА02RL-Р1В-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Ином= 5 А № 01109250 № ГР 16666-97	

Таблица 7 Комплект поставки

Наименование	Количество
Программное обеспечение электросчетчиков	Состав программных модулей определяется заказом потребителя
«Пирамида. 2000 Сервер»	1 шт.
Методика поверки АУВБ.411711.Ч01.МП	1 шт.
Формуляр АУВБ.411711.Ч01.ФО	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу АУВБ.411711.Ч01.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Чувашская энергосбытовая компания». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2014г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки согласована ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.087РЭ1,

- являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.087РЭ1. Методика поверки согласована ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 08.01.2004 г.;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ЕвроАльфа – в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «РОСТЕСТ-МОСКВА» в сентябре 2007 г.;
 - средства поверки устройств сбора и передачи данных «RTU-325» и «RTU-325L» в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-327L. Методика поверки.» ДЯИМ.466453.005.МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
 - радиочасы МИР РЧ-01,
 - Вольтамперфазометр «Парма ВАФ[®]-А(М)»;
 - Мультиметр «Ресурс – ПЭ».

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Чувашская энергосбытовая компания АУВБ.411711.Ч01.МИ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Чувашская энергосбытовая компания»

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».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель ООО «Экситон», г. Нижний Новгород.

Адрес: 603009, г. Нижний Новгород, ул. Столетова, 6
тел.: (831) 465-07-13
факс: (831) 465-07-11

Испытательный центр

ФГУП «ВНИИМС»,
119361, Москва, ул. Озерная, 46.
Тел. 781-86-03; e-mail: dept208@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. «___» _____ 2015 г.