

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 750/500/220/35/10 кВ «Белозерская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 750/500/220/35/10 кВ «Белозерская» (далее – АИИС КУЭ ПС 750 кВ «Белозерская») предназначена для измерений, коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ ПС 750 кВ «Белозерская», предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ПС 750 кВ «Белозерская» представляет собой двухуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Измерительные каналы (ИК) системы состоят из следующих уровней:

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК) состоит из установленных на объектах контроля трансформаторов тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчиков активной и реактивной электроэнергии, вторичных электрических цепей, технических средств каналов передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), с функцией информационно-вычислительного комплекса (далее ИВК), в который входит УСПД, обеспечивающее интерфейс доступа к ИИК, технические средства приема-передачи данных (каналообразующей аппаратуры), коммутационные средства, рабочие станции (АРМ).

Передача данных с УСПД осуществляется на сервере ОАО «ФСК ЕЭС», который входит в АИИС КУЭ ЕНЭС, внесенную в Государственный реестр средств измерений под № 45673-10.

Система 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 ПС 750 кВ «Белозерская» измерения и передача данных на верхний уровень происходят 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 счет-

чике 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 передается в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, где происходит накопление и отображение собранной информации. Полный перечень информации, передаваемой на ИВКЭ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД и уровнем доступа АРМа к базе данных. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ ПС 750 кВ «Белозерская» к другому, используются проводные линии связи (ВОЛС) и GSM-сеть, в качестве резервного канала.

АИИС КУЭ ПС 750 кВ «Белозерская» имеет устройство синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS-приемника. Коррекция времени в УСПД производится не реже одного раза в сутки, по сигналам от (УССВ) на основе GPS-приемника, подключенного к УСПД.

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 ПС 750 кВ «Белозерская» соответствуют критериям качества АИИС КУЭ, определенным согласно техническим требованиям НП «Совет рынка» и ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращения активной электрической энергии, календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ ПС 750 кВ «Белозерская» трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. В системе 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. Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления питания.

Для защиты информации и измерительных каналов АИИС КУЭ ПС 750 кВ «Белозерская» от несанкционированного вмешательства предусмотрена механическая и программная защита. Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, крессируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ПС 750 кВ «Белозерская», 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

ПО RTU325T обеспечивает косвенные измерения и учет электрической энергии мощности при сборе данных со счетчиков, синхронизацию времени подчиненных счетчиков, имеющих встроенные часы.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов УСПД и определяются классом применяемых ТТ и ТН (кл. точности 0,2S; 0,5; 0,2; 0,5), классом применяемых электросчетчиков (кл. точности 0,2S; 0,5S).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электроэнергии в ИВКЭ RTU325T, 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 750 кВ «Белозерская», приведены в таблице 1.

Таблица 1- Идентификационные данные ПО RTU325T

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО RTU-325T (G1)	модуль управления системным временем	adjust_time	Версия 3.00	a9b6290cb27bd3d4b62e671436cc8fd7	MD5 RFC1321
	расчетный модуль преобразования к именованным величинам	calculate_comm		4cd52a4af147a1f12b efa95f46bf311a	
	модуль для расчета хэш-сумм MD5	md5		32bdf3539abadb35969af2ad3b82275d	
	внешний модуль генерации отчета цифровых идентификаторов	RTU325_calc_hash.txza		3ba7deb9b4a54e0c797ee505280644b8	

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С».

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электроэнергии	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 +5 до +35 от минус 40 до +40
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; 0,1
Первичные номинальные напряжения, кВ	750; 220; 35; 10
Первичные номинальные токи, кА	2; 0,2; 0,1

Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Количество точек измерения, шт.	4
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Предел допускаемой абсолютной погрешности часов, не более, секунд	±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 φ (sin φ)	$\delta_{1(2)\%I}$	$\delta_{5\%I}$	$\delta_{20\%I}$	$\delta_{100\%I}$
			$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$	$I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
1, 2	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,2 Счётчик-класс точности 0,2S (активная энергия)	1	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
		0,8	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
		0,5	±2,2	±1,4	±1,2	±1,2
	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,2 Счётчик-класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	±2,9	±1,8	±1,2	±1,2
		0,5 (0,87)	±2,2	±1,4	±1,1	±1,1
3, 4	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счётчик-класс точности 0,5S (активная энергия)	1	Не нормируется	±2,3	±1,7	±1,6
		0,8	Не нормируется	±3,4	±2,3	±2,1
		0,5	Не нормируется	±5,7	±3,4	±2,7
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счётчик-класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	±5,3	±3,1	±2,6
		0,5 (0,87)	Не нормируется	±3,6	±2,4	±2,2

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):

$$d_p = \pm \sqrt{d^2 + \left(\frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

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

d - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 измерения 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;

P - 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:

$$d_{p,корр.} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\% , \text{ где}$$

Δt - 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 автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ПС 750 кВ «Белозерская» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входят:

- средства измерения, приведенные, в таблице 4;
- документация и ПО, представленные в таблице 5.

Таблица 4 – Состав ИИК АИИС КУЭ

Канал учета		Средство измерений	
№ ИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, зав. №, № Госреестра
	АИИС КУЭ ПС 750 кВ «Белозерская»	УСПД	RTU-325T и RTU-325H (мод. RTU325T-E2-M4-B8-IN20-D20) № 005858 № ГР 44626-10
1	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - Белозерская	ТТ	IMB 72-800 (мод. IMB 800) I1/I2 = 2000/1; класс точности 0,2S №№ 8674013; 8674014; 8674015 № ГР 47845-11
		ТН	CPB 72-800 (мод. CPB 800) U1/U2 = 750000/√3/100/√3 класс точности 0,2 №№ 8674042/ 8674045; 8674041/8674044; 8674040/ 8674043 № ГР 47844-11
		Счетчик	ЕвроАльфа (мод. EA02RAL-P4B-4W) класс точности 0,2S/0,5; № 01174473 Iном = 1 А № ГР 16666-07

2	ВЛ 220 кВ Белозерская - ГПП-1	ТТ	IMB 72-800 (мод. IMB 245) I1/I2 = 2000/1; класс точности 0,2S №№ 8804697; 8804698; 8804699 № ГР 47845-11
		ТН	CPB 72-800 (мод. CPB 245) U1/U2 = 220000/√3/100/√3 класс точности 0,2 №№ 8804729/ 8804716; 8804728/8804717;8804726/8804715 № ГР 47844-11
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQV-P4GB-DW-4) класс точности 0,2S/0,5; № 01225334 Ином = 1 А № ГР 31857-06
3	ВЛ 35 кВ Технологическая	ТТ	ТПУ 7 I1/I2 = 100/5; класс точности 0,5 №№ 1VLT5104015075; 1VLT5104015077; 1VLT5104015076 № ГР 25578-03
		ТН	ТJP 7 U1/U2 = 35000/√3/100/√3 класс точности 0,5; №№ 1VLT5211005959; 1VLT5204004978; 1VLT5204004979 № ГР 25432-03
		Счетчик	ЕвроАльфа (мод. EA05RL-P2B-4) класс точности 0,5S/1 № 01096747; Ином = 5 А № ГР 16666-97
4	ВЛ 10 кВ Некрасово	ТТ	ТПУ 4 I1/I2 = 200/5 класс точности 0,5 №№ 1VLT5104011458; 1VLT5104011459; 1VLT5104011460 № ГР 17085-98
		ТН	ТJP 4 U1/U2 = 10000/√3/100/√3 класс точности 0,5 №№ 1VLT5204003692; 1VLT5204003693; 1VLT5204003694 № ГР 17083-98
		Счетчик	ЕвроАльфа (мод. EA05RL-P2B-4) класс точности 0,5S/1 № 01096745 Ином = 5 А № ГР 16666-97

Таблица 5

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ ПС 750 кВ «Белозерская»
Формуляр НВЦП.422200.063.ФО	1(один) экземпляр
Методика поверки НВЦП.422200.063.МП	1(один) экземпляр
Руководство по эксплуатации НВЦП.422200.063.РЭ	1(один) экземпляр
Программное обеспечение электросчетчиков	Состав программных модулей определяется заказом потребителя
Программное обеспечение УСПД RTU-325Т	

Поверка

осуществляется по документу: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 750/500/220/35/10 кВ «Белозерская». Методика поверки» НВЦП.422200.063.МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2012 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-11;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных Евро-Альфа в соответствии с документом «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАльфа (ЕА)», утвержденным ГЦИ СИ ГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в феврале 1998 г.;
- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных Евро-Альфа в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», утвержденным ФГУ Ростест-Москва» в сентябре 2007г.;
- средства поверки счетчиков электрической энергии трехфазные многофункциональных Альфа А1800 в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки. МП-2203-0042-2006», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2006 г.;
- средства поверки устройств сбора и передачи данных УСПД RTU-325Т в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325Н и RTU-325Т. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005.МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.
- радиочасы «МИР РЧ-01», пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса к шкале координированного времени UTC, ± 1 мкс, № Госреестра 27008-04.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе: «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 750/500/220/35/10 кВ «Белозерская». НВЦП.422200.063.РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 750/500/220/35/10 кВ «Белозерская»

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 Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
4. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статистические счетчики реактивной энергии».
5. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
6. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

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

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель ОАО «Электроцентроналадка», г.Москва.
123995, г.Москва, Г-59, ГСП-5, Бережковская наб., д.16 корп. 2

Испытательный центр
ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
аттестат аккредитации 30004-08 от 27.06.2008г.
119361, Москва, ул. Озерная, 46.
Тел. 781-86-03; e-mail: dept208@vniims.ru

Заместитель
Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

МП «____» _____ 2013 г.