

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 860 от 07.05.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Калининская атомная станция»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Калининская атомная станция» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Калининская атомная станция», сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленных на присоединениях, указанные в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), который включает в себя сервер баз данных Калининской атомной станции (далее - сервер станции), автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, обработку и хранение ее, передачу на верхний уровень.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер АО «Концерн Росэнергоатом», автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, обработку и хранение ее, передачу отчетных документов коммерческому оператору оптового рынка электроэнергии и мощности (КО) и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин без учета коэффициентов трансформации ТТ и ТН:

активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;
средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Сервер станции при помощи программного обеспечения (ПО) «АльфаЦЕНТР» автоматически с периодичностью один раз в 30 минут и/или по запросу опрашивает счетчики и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, перевод измеренных значений в именованные физические величины), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Сервер АО «Концерн Росэнергоатом» посредством технологии межсерверного обмена данными, осуществляемой ПО «АльфаЦЕНТР», считывает измерительную и служебную информацию из базы данных сервера станции, выполняет дальнейшую обработку и хранение поступившей информации, производит формирование и оформление справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML), передачу КО, смежным субъектам ОРЭМ и в региональные подразделения АО «СО ЕЭС» по электронной почте подписанных, при необходимости, электронной подписью XML-макетов. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах.

Обмен информацией между счетчиками и сервером станции происходит по проводным и оптическим линиям локальной вычислительной сети Калининской атомной станции с использованием протоколов RS-485 и Ethernet. Обмен информацией между сервером станции и сервером АО «Концерн Росэнергоатом» происходит по корпоративной сети передачи данных АО «Концерн Росэнергоатом» с использованием протокола Ethernet. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием переносного компьютера (ноутбука) через последовательный или оптический интерфейс счетчиков.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета, а также журналы событий соотнесены с московским временем. Единое время в АИИС КУЭ поддерживается системой обеспечения единого времени (СОЕВ), в которую входят часы устройства синхронизации времени (УСВ), сервера станции, счетчиков. УСВ реализовано на базе приемника УССВ-16 HVS, принимающего от системы GPS сигналы календарной даты и времени по шкале UTC; при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» время шкалы UTC приводится к московскому времени. Синхронизация часов сервера станции осуществляется с цикличностью один раз в час при расхождении показаний часов сервера станции и УСВ на величину более чем ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков и сервера станции происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в сутки, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и сервера станции на величину более чем ± 2 с.

В СОЕВ в качестве резервных вариантов предусмотрено формирование шкалы московского времени при помощи сервера времени LANTIME M300/GPS или сервера времени Государственной службы времени, частоты и определения параметров вращения Земли (ГСВЧ) - NTP-сервер синхронизации шкалы времени ФГУП «ВНИИФТРИ». При использовании сервера времени LANTIME M300/GPS источником значений календарной даты и времени шкалы UTC является система GPS, время на основании шкалы UTC при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» приводится к московскому времени. NTP-сервер синхронизации шкалы времени ФГУП «ВНИИФТРИ» передает информацию о календарной дате и московском времени на основании шкалы UTC (SU). В обоих резервных случаях серверы времени подключаются к серверу станции, шкала времени передается по протоколу NTP. Синхронизация часов сервера станции осуществляется с цикличностью не реже один раз в 1024 с независимо от величины расхождения показаний часов.

На уровне ИВК для формирования шкалы точного времени используется сервер времени ГСВЧ (NTP-сервер синхронизации шкалы времени ФГУП «ВНИИФТРИ»), подключенный к серверу АО «Концерн Росэнергоатом». Сравнение показаний часов сервера АО «Концерн Росэнергоатом» с эталонным временем сервера времени ГСВЧ осуществляется один раз в 30 мин, синхронизация происходит при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с. При этом на уровне ИВК синхронизация времени носит служебный характер и на результаты измерений электроэнергии не влияет.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», установленное на сервере станции и сервере АО «Концерн Росэнергоатом». Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения ПО «АльфаЦЕНТР» представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК
№ ИК	Наименование ИК					
1	2	3	4	5	6	7
1	ТТ 1	ТШВ24 Кл. т. 0,2 $K_{ТТ} = 30000/5$ Рег. № 6380-77	ЗНОМ-24-69У1 Кл. т. 0,5 $K_{ТН} = (24000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 8961-82	Альфа А1800 (мод. А1802RAL-P4G-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Сервер станции	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»
2	ТТ 2	ТШВ24 Кл. т. 0,2 $K_{ТТ} = 30000/5$ Рег. № 6380-77	ЗНОМ-24-69У1 Кл. т. 0,5 $K_{ТН} = (24000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 8961-82	Альфа А1800 (мод. А1802RAL-P4G-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
3	ТТ 3	ТШВ24 Кл. т. 0,2 $K_{ТТ} = 30000/5$ Рег. № 6380-77	GSES 12D Кл. т. 0,2 $K_{ТН} = (24000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 48526-11	Альфа А1800 (мод. А1802RAL-P4G-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ТГ 4	GSR Кл. т. 0,2S $K_{TT} = 30000/5$ Рег. № 25477-08	TJC 7.0-G Кл. т. 0,2 $K_{TH} = (24000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 49111-12	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQV-P4GB-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Сервер станции	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»
5	ВЛ 330 кВ Калининская АЭС - ПС 330 кВ Новая 1	SAS 123/245/362/550/800 (мод. SAS 362) Кл. т. 0,2S $K_{TT} = 3000/1$ Рег. № 25121-07	НКФ-330 Кл. т. 0,5 $K_{TH} = (330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 1443-03	Альфа А1800 (мод. А1802RALX-P4G-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
6	ВЛ 330 кВ Калининская АЭС - ПС 330 кВ Новая 2	SAS 123/245/362/550/800 (мод. SAS 362) Кл. т. 0,2S $K_{TT} = 3000/1$ Рег. № 25121-07	НКФ-330 Кл. т. 0,5 $K_{TH} = (330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 1443-03	Альфа А1800 (мод. А1802RAL-P4G-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
7	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - ПС Владимирская	SAS 123/245/362/550/800 (мод. SAS 800) Кл. т. 0,2S $K_{TT} = 3000/1$ Рег. № 25121-07	НДЕ-750-72 VI Кл. т. 0,5 $K_{TH} = (750000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 4965-75	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQV-P4GB-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
8	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - ПС Опытная	SAS 123/245/362/550/800 (мод. SAS 800) Кл. т. 0,2S $K_{TT} = 3000/1$ Рег. № 25121-07	НДЕ-750-72 VI Кл. т. 0,5 $K_{TH} = (750000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 4965-75	Альфа А1800 (мод. А1802RAL-P4G-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
9	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - ПС Грибово	SAS 123/245/362/550/800 (мод. SAS 800) Кл. т. 0,2S $K_{TT} = 3000/1$ Рег. № 25121-07	CPB 72-800 (мод. CPB 800) Кл. т. 0,2 $K_{TH} = (750000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 47844-11 CPB 72-800 (мод. CPB 800) Кл. т. 0,2 $K_{TH} = (750000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 47844-11	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQV-P4GB-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - ПС Белозерская	SAS 123/245/362/ 550/800 (мод. SAS 800) Кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 3000/1 Рег. № 25121-07	НДЕ-750 Кл. т. 0,2 $K_{TH} = (750000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 25848-03	Альфа А1800 (мод. A1802RALXQV- P4GB-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Сервер станции	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»
11	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - ПС Ленинградская	SAS 123/245/362/ 550/800 (мод. SAS 800) Кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 3000/1 Рег. № 25121-07	НДЕ-750-72 VI Кл. т. 0,5 $K_{TH} = (750000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 4965-75	Альфа А1800 (мод. A1802RAL- P4G-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
12	КЛ 110 кВ ЦОД-1 (ПС Восток)	ТОГФ (П) (мод. ТОГФ-110) Кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 61432-15	ЗНОГ (мод. ЗНОГ-110) Кл. т. 0,2 $K_{TH} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 61431-15	Альфа А1800 (мод. A1802RALQ- P4GB-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
13	КЛ 110 кВ ЦОД-2 (ПС Восток)	ТОГФ (П) (мод. ТОГФ-110) Кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 61432-15	ЗНОГ (мод. ЗНОГ-110) Кл. т. 0,2 $K_{TH} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 61431-15	Альфа А1800 (мод. A1802RALQ- P4GB-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
14	ВЛ 110 кВ ЦОД-1 (ПС ЦОД)	ТОГФ (П) (мод. ТОГФ-110) Кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 61432-15	ЗНОГ (мод. ЗНОГ-110) Кл. т. 0,2 $K_{TH} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 61431-15	Альфа А1800 (мод. A1802RALQ- P4GB-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
15	ВЛ 110 кВ ЦОД-2 (ПС ЦОД)	ТОГФ (П) (мод. ТОГФ-110) Кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 61432-15	ЗНОГ (мод. ЗНОГ-110) Кл. т. 0,2 $K_{TH} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 61431-15	Альфа А1800 (мод. A1802RALQ- P4GB-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Примечания:						
1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик ИК АИИС КУЭ.						
2. Допускается изменение наименований ИК без изменения технологического объекта, на котором проводятся измерения, а также уменьшение числа ИК.						
3. Изменения по п.п. 1 и 2 примечаний оформляются техническим актом (ТА) в произвольной форме, утвержденным руководителем предприятия-владельца АИИС КУЭ и составленным с участием метрологической службы предприятия-владельца АИИС КУЭ, внесением изменений в эксплуатационную документацию на АИИС КУЭ.						
4. ТА хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ. Срок действия ТА не может превышать срока действия свидетельства о поверке на АИИС КУЭ.						
5. Рег. № - регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений						

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ при измерении активной электроэнергии и мощности

Номер ИК	Коэф. мощности $\cos \varphi$	Границы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении активной электроэнергии и мощности (δ), %							
		$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		δ_{OP}	δ_P	δ_{OP}	δ_P	δ_{OP}	δ_P	δ_{OP}	δ_P
1, 2	1,0	не норм.	не норм.	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 1,0$	$\pm 0,7$	$\pm 0,9$
	0,8	не норм.	не норм.	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$
	0,5	не норм.	не норм.	$\pm 2,3$	$\pm 2,4$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,6$
3	1,0	не норм.	не норм.	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 0,5$	$\pm 0,8$	$\pm 0,5$	$\pm 0,7$
	0,8	не норм.	не норм.	$\pm 1,3$	$\pm 1,4$	$\pm 0,7$	$\pm 1,0$	$\pm 0,7$	$\pm 0,9$
	0,5	не норм.	не норм.	$\pm 2,0$	$\pm 2,1$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
5-8, 11	1,0	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 0,8$	$\pm 1,0$	$\pm 0,7$	$\pm 0,9$	$\pm 0,7$	$\pm 0,9$
	0,8	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$
	0,5	$\pm 2,3$	$\pm 2,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,6$
4, 9, 10-15	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 0,5$	$\pm 0,8$	$\pm 0,4$	$\pm 0,7$	$\pm 0,4$	$\pm 0,7$
	0,8	$\pm 1,3$	$\pm 1,4$	$\pm 0,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,6$	$\pm 0,9$	$\pm 0,6$	$\pm 0,9$
	0,5	$\pm 2,0$	$\pm 2,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$

Примечание:
 δ_{OP} - границы допускаемой основной относительной погрешности при измерении активной электроэнергии и средней мощности;
 δ_P - границы допускаемой относительной погрешности при измерении активной электроэнергии и средней мощности в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электроэнергии и мощности

Номер ИК	Коэф. мощнос- ти $\cos \varphi$	Границы допускаемых относительных погрешностей ИИК при измерении реактивной электроэнергии и мощности (δ), %							
		$\delta_{2\%, I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}}$		$\delta_{5\%, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}}$		$\delta_{20\%, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}}$		$\delta_{100\%, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}}$	
		δ_{oQ}	δ_Q	δ_{oQ}	δ_Q	δ_{oQ}	δ_Q	δ_{oQ}	δ_Q
1, 2	0,8	не норм.	не норм.	$\pm 2,1$	$\pm 2,6$	$\pm 1,4$	$\pm 2,0$	$\pm 1,3$	$\pm 1,9$
	0,5	не норм.	не норм.	$\pm 1,6$	$\pm 2,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,0$	$\pm 1,7$
3	0,8	не норм.	не норм.	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$	$\pm 1,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,0$	$\pm 1,7$
	0,5	не норм.	не норм.	$\pm 1,5$	$\pm 2,1$	$\pm 0,9$	$\pm 1,6$	$\pm 0,8$	$\pm 1,6$
5-8, 11	0,8	$\pm 2,1$	$\pm 2,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$	$\pm 1,3$	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,9$
	0,5	$\pm 1,6$	$\pm 2,2$	$\pm 1,4$	$\pm 2,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,0$	$\pm 1,7$
4, 9, 10-15	0,8	$\pm 1,9$	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 2,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,0$	$\pm 1,7$
	0,5	$\pm 1,5$	$\pm 2,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,9$	$\pm 0,8$	$\pm 1,6$	$\pm 0,8$	$\pm 1,6$

Примечание:

δ_{oQ} - границы допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной электроэнергии и средней мощности;

δ_Q - границы допускаемой относительной погрешности при измерении реактивной электроэнергии и средней мощности в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ

Примечание к таблицам 3 и 4:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для интервала интегрирования 30 мин.

2. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

Таблица 5 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	15
Периодичность сбора результатов измерений и журналов событий (функция автоматизирована), сут, не реже	1
Нормальные условия применения компонентов АИИС КУЭ: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - частота, Гц - магнитная индукция внешнего происхождения - температура окружающей среды, °С: - для счетчиков - для других компонентов	от 98 до 102 от 100 до 120 от 0,8 до 1 50 отсутствует от +21 до +25 от +20 до +25
Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$: - для ИК №№ 4-15 - для ИК №№ 1-3 коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для серверов	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1 от 49,8 до 50,2 от -40 до +70 от +8 до +38 от +10 до +35

Продолжение таблицы 5

1	2
Надежность применяемых в системе компонентов:	
счетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
- время восстановления работоспособности, сут, не более	3
серверы:	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165974
- время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации:	
счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	180
- при отключении питания, лет, не менее	
сервер:	10
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности COEB не превышает, с	±5

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа обеспечена следующими мерами:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, серверах, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК и ИВКЭ посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

В журнале событий счетчика фиксируются следующие события:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электропитания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

В журнале событий ИВКЭ и ИВК фиксируются следующие события:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов ТТ и ТН;
- факты и величина коррекции времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные из счетчиков журналы событий.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ способом цифровой печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТШБ24	9 шт.
Трансформатор тока	GSR	3 шт.
Трансформатор тока	SAS 123/245/362/550/800 (мод. SAS 362)	6 шт.
Трансформатор тока	SAS 123/245/362/550/800 (мод. SAS 800)	15 шт.
Трансформатор тока	ТОГФ (П) (мод. ТОГФ-110)	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-24-69У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	GSES 12D	3 шт.
Трансформатор напряжения	TJC 7.0-G	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-330	6 шт.
Трансформатор напряжения	НДЕ-750-72 VI	9 шт.
Трансформатор напряжения	CPB 72-800 (мод. CPB 800)	6 шт.
Трансформатор напряжения	НДЕ-750	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОГ (мод. ЗНОГ-110)	12 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазные многофункциональный	Альфа A1800 (мод. A1802RAL-P4G-DW-4)	6 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазные многофункциональный	Альфа A1800 (мод. A1802RALXQV-P4GB-DW-4)	4 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазные многофункциональный	Альфа A1800 (мод. A1802RALQ-P4GB-DW-4)	4 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазные многофункциональный	Альфа A1800 (мод. A1802RALX-P4G-DW-4)	1 шт.
Сервер станции	Сервер совместимый с платформой x86	1 шт.
Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	Сервер совместимый с платформой x86	1 шт.
Приемник сигналов точного времени	УССВ-16 HVS	2 шт.
Сервер времени	LANTIME M300/GPS	1 шт.
Прикладное ПО на серверах	«АльфаЦЕНТР»	2 компл.
Формуляр	ФО 4222-01-7730035496-2016	1 экз.
Паспорт-формуляр	ГДАР.411711.085-04-2018 ПФ	1 экз.
Методика поверки	МП 4222-01-7730035496-2016	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 4222-01-7730035496-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Калининская атомная станция». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 05.10.2016 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока - по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения - по ГОСТ 8.216-2011;

- счетчики Альфа А1800 - по методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. с дополнением, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), (рег. № 27008-04).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах:

«Методика (метод) измерений электроэнергии и мощности с использованием системы информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Калининская атомная станция». НВЦП.422200.093.МВИ». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 140/RA.RU 311290/2015/2016 от 29.09.2016.

«Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Калининская атомная станция». ИК №№ 12-15. Методика измерений. ГДАР. 411711.085-04-2018 МВИ» Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 201-001/RA.RU.311787/2018 от 20.03.2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Калининская атомная станция»

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем Основные положения

Изготовитель

Акционерное общество «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (АО «Концерн Росэнергоатом»)

ИНН 7721632827

Адрес: 109507, г. Москва, ул. Ферганская, д. 25

Телефон: (495) 647 41 89

Факс: (495) 647 46 03

Web-сайт: www.rosenergoatom.ru

E-mail: info@rosenergoatom.ru

Заявитель

Акционерное общество Научно-производственное предприятие «ЭнергопромСервис» (АО НПП «ЭнергопромСервис»)

ИНН 7709548784

Адрес: 105120, г. Москва, Костомаровский пер., д. 3, офис 104

Телефон: (499) 967 85 67

Факс: (499) 967 85 67

Web-сайт: www.en-pro.ru

E-mail: info@en-pro.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, д. 134

Телефон: (846) 336 08 27

E-mail: smrcsm@saminfo.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

В части вносимых изменений:

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

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

Телефон: (495) 437 55 77

Факс: (495) 437 56 66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@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.

« ____ » _____ 2018 г.