

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ростовская 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» «Ростовская 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.

АИИС КУЭ решает следующие основные задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (один раз в 30 мин, один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в XML-формате по электронной почте коммерческому оператору (КО) с электронной подписью и внешним организациям в соответствии с согласованным регламентом передачи;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- сбор, хранение и передачу журналов событий счетчиков, ведение и передачу журнала событий ИВК;
- предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (далее - ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S и 0,2 по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные типа Альфа А1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 или ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и класса точности 0,5 по ГОСТ 26035-83 или ТУ 4228-011-29056091-11 при измерении реактивной электроэнергии, установленных на присоединениях, указанные в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), который включает в себя сервер баз данных Ростовской 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 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 без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл мощности по времени, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Сервер станции при помощи программного обеспечения «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 программным обеспечением «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 (W , кВт·ч, Q , квар·ч) передаются в целых числах.

Обмен информацией между счетчиками и сервером станции происходит по проводным и оптическим линиям локальной вычислительной сети Ростовской 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 единым календарным временем. Единое календарное 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 сигналы точного времени системы GPS и формирующего шкалу точного времени.

Синхронизация часов сервера станции по шкале точного времени 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. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

В СОЕВ в качестве резервных вариантов предусмотрено формирование шкалы точного 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 точного времени является система GPS. 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. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 2 единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3 и 4, основные технические характеристики - в таблице 5.

Таблица 2 - Перечень компонентов, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИК					Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Невинномысск	SAS 123/245/ 362/550/800 (мод. SAS 550) Кл. т. 0,2S K _{ТТ} = 2000/1 Пер. № 25121-07	ТН-1: НДЕ-М-500 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) Пер. № 26197-09 ТН-2: НДЕ-М-500 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) Пер. № 26197-09	Альфа А1800 (мод. А1802RAL-P4G- DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
2	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Тихорецк № 2	SAS 123/245/ 362/550/800 (мод. SAS 550) Кл. т 0,2S K _{ТТ} = 2000/1 Пер. № 25121-07	ТН-1: НДЕ-М-500 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) Пер. № 26197-09 ТН-2: НДЕ-М-500 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) Пер. № 26197-09	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQV- P4GB-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	Сервер станции		
3	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Тихорецк № 1	SAS 123/245/ 362/550/800 (мод. SAS 550) Кл. т. 0,2S K _{ТТ} = 2000/1 Пер. № 25121-07	ТН-1: НДЕ-500-72У1 Кл. т. 0,5 K _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) Пер. № 5898-77 ТН-2: НДЕ-500-72У1 Кл. т. 0,5 K _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) Пер. № 5898-77	Альфа А1800 (мод. А1802RAL-P4G- DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»							Активная, реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Шахты	SAS 123/245/ 362/550/800 (мод. SAS 550) Кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 Пер. № 25121-07	ТН-1: НДКМ-500 Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) Пер. № 38001-08 ТН-2: НДКМ-500 Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) Пер. № 38001-08	Альфа А1800 (мод. А1802RAL-P4G-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	Сервер станции	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	Активная, реактивная
5	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Буденновск	SAS 123/245/ 362/550/800 (мод. SAS 550) Кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 Пер. № 25121-07	ТН-1: НДЕ-М-500 Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) Пер. № 26197-09 ТН-2: НДЕ-М-500 Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) Пер. № 26197-09	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQ-P4GB-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
6	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС - Городская-2	ТГФ 220-П* (мод. ТГФ 220-П* У1) Кл. т. 0,2 К _{ТТ} = 1000/1 Пер. № 20645-00	ТН ВЛ: НДКМ-220 Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Пер. № 38000-08 ТН 1СШ: НДКМ-220 Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Пер. № 38000-08 ТН 2СШ: НДКМ-220 Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Пер. № 38000-08	Альфа А1800 (мод. А1802RAL-P4G-DW-4) Кл. т 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
7	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС - Волгодонск № 1	ТГФ 220-П* (мод. ТГФ 220-П* У1) Кл. т. 0,2S K _{ТТ} = 1000/1 Пер. № 20645-05	ТН ВЛ: НДКМ-220 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Пер. № 38000-08 ТН 1СШ: НДКМ-220 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Пер. № 38000-08 ТН 2СШ: НДКМ-220 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Пер. № 38000-08	Альфа А1800 (мод. А1802RAL-P4G-DW-4) Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	Сервер станции	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	Активная, реактивная
8	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС - Волгодонск № 2	ТГФ 220-П* (мод. ТГФ 220-П* У1) Кл. т. 0,2S K _{ТТ} = 2000/1 Пер. № 20645-05	ТН ВЛ: НДКМ-220 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Пер. № 38000-08 ТН 1СШ: НДКМ-220 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Пер. № 38000-08 ТН 2СШ: НДКМ-220 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Пер. № 38000-08	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQV-P4GB-DW-4) Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
9	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Ростовская	SAS 123/245/ 362/550/800 (мод. SAS 550) Кл. т. 0,2S K _{ТТ} = 2000/1 Пер. № 25121-07	ТН-1: НДКМ-500 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) Пер. № 38001-08 ТН-2: НДКМ-500 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) Пер. № 38001-08	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQV-P4GB-DW-4) Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
10	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС - Южная	SAS 123/245/ 362/550/800 (мод. SAS 550) Кл. т. 0,2S K _{ТТ} = 2000/1 Пер. № 25121-07	ТН-1: НДЕ-М-500 Кл. т.0,2 K _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) Пер. № 26197-09 ТН-2: НДЕ-М-500 Кл. т.0,2 K _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) Пер. № 26197-09	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQ- P4GB-DW-4) Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	Сервер станции	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	Активная, реактивная
11	ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС - Котельниково	ТГФ 220-II* (мод. ТГФ 220-II* У1) Кл. т. 0,2S K _{ТТ} = 2000/1 Пер. № 20645-05	ТН ВЛ: НДКМ-220 Кл. т.0,2 K _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Пер. № 38000-08 ТН 1СШ: НДКМ-220 Кл. т.0,2 K _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Пер. № 38000-08 ТН 2СШ: НДКМ-220 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Пер. № 38000-08	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQV- P4GB-DW-4) Кл. т.0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
12	ОВ 220 кВ Ростовская АЭС	ТГФ 220-II* (мод. ТГФ 220-II* У1) Кл. т. 0,2S K _{ТТ} = 2000/1 Пер. № 20645-05	ТН ОСШ: НДКМ-220 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Пер. № 38000-08 ТН 1СШ: НДКМ-220 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Пер. № 38000-08 ТН 2СШ: НДКМ-220 Кл. т. 0,2 K _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Пер. № 38000-08	Альфа А1800 (мод. А1802RALQ- P4GB-DW-4) Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
13	Г-1	ТШВ24 Кл. т. 0,2 К _{ТТ} = 30000/5 Пер. № 6380-77	GSE 30 Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (24000/√3)/(100/√3) Пер. № 48526-11	Альфа А1800 (мод. А1802RAL- P4GB-DW-4) Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	Сервер станции	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	Активная, реактивная
14	Г-2	ТШВ24 Кл. т. 0,2 К _{ТТ} = 30000/5 Пер. № 6380-77	TJC 7.0-G Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (24000/√3)/(100/√3) Пер. № 49111-12	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQV- P4GB-DW-4) Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06			
15	Г-3	GSR Кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 32000/5 Пер. № 25477-08	UGE Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (24000/√3)/(100/√3) Пер. № 25475-11	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQV- P4GB-DW-4) Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
16	Г-4	GSR Кл. т. 0,2S 32000/5 Пер. № 25477-13	GSE 30 Кл. т. 0,2 К _{ТН} = (24000/√3)/(100/√3) Пер. № 48526-11	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQV- P4GB-DW-4) Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			

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

Номер ИК	Коэф. мощности $\cos j$	Границы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении активной электроэнергии и мощности (d), %							
		$d_{1(2)\%}, I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		d_{oP}	d_P	d_{oP}	d_P	d_{oP}	d_P	d_{oP}	d_P
1, 2, 4, 5, 7-12, 15, 16	1,0	±1,0	±1,2	±0,6	±0,8	±0,5	±0,8	±0,5	±0,8
	0,9	±1,0	±1,2	±0,7	±0,9	±0,5	±0,8	±0,5	±0,8
	0,8	±1,2	±1,3	±0,8	±1,0	±0,6	±0,9	±0,6	±0,9
	0,7	±1,3	±1,5	±0,9	±1,1	±0,7	±0,9	±0,7	±0,9
	0,5	±1,8	±2,0	±1,3	±1,4	±0,9	±1,2	±0,9	±1,2
3	1,0	±1,1	±1,3	±0,8	±1,0	±0,7	±0,9	±0,7	±0,9
	0,9	±1,2	±1,3	±0,9	±1,1	±0,8	±1,0	±0,8	±1,0
	0,8	±1,3	±1,5	±1,0	±1,2	±0,9	±1,1	±0,9	±1,1
	0,7	±1,5	±1,6	±1,2	±1,3	±1,0	±1,2	±1,0	±1,2
	0,5	±2,1	±2,2	±1,7	±1,8	±1,4	±1,6	±1,4	±1,6
6, 13, 14	1,0	не норм.	не норм.	±0,9	±1,1	±0,6	±0,8	±0,5	±0,8
	0,9	не норм.	не норм.	±1,1	±1,2	±0,6	±0,9	±0,5	±0,8
	0,8	не норм.	не норм.	±1,2	±1,4	±0,7	±1,0	±0,6	±0,9
	0,7	не норм.	не норм.	±1,4	±1,6	±0,8	±1,1	±0,7	±0,9
	0,5	не норм.	не норм.	±2,0	±2,2	±1,2	±1,4	±0,9	±1,2

Примечание:

d_{oP} - границы допускаемой основной относительной погрешности при измерении активной электроэнергии и средней мощности;

d_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. мощности $\cos j$	Границы допускаемых относительных погрешностей ИИК при измерении реактивной электроэнергии и мощности (d), %							
		$d_{2\%}, I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		d_{oQ}	d_Q	d_{oQ}	d_Q	d_{oQ}	d_Q	d_{oQ}	d_Q
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 4, 5, 7-11, 15, 16	0,9	не норм.	не норм.	±1,7	±2,3	±1,3	±2,0	±1,3	±2,0
	0,8	не норм.	не норм.	±1,4	±2,0	±1,0	±1,7	±1,0	±1,7
	0,7	не норм.	не норм.	±1,2	±1,8	±0,9	±1,6	±0,9	±1,6
	0,5	не норм.	не норм.	±0,9	±1,6	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
3	0,9	не норм.	не норм.	±2,1	±2,6	±1,8	±2,3	±1,8	±2,3
	0,8	не норм.	не норм.	±1,6	±2,1	±1,3	±1,9	±1,3	±1,9
	0,7	не норм.	не норм.	±1,4	±1,9	±1,1	±1,8	±1,1	±1,8
	0,5	не норм.	не норм.	±1,1	±1,7	±1,0	±1,6	±1,0	±1,6
6	0,9	не норм.	не норм.	±2,5	±2,9	±1,5	±2,1	±1,3	±2,0
	0,8	не норм.	не норм.	±1,9	±2,4	±1,1	±1,8	±1,0	±1,7
	0,7	не норм.	не норм.	±1,6	±2,1	±1,0	±1,7	±0,9	±1,6
	0,5	не норм.	не норм.	±1,3	±1,8	±0,9	±1,5	±0,8	±0,5

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2, 12	0,9	±2,7	±3,6	±1,6	±2,1	±1,2	±1,5	±1,2	±1,4
	0,8	±2,0	±2,8	±1,3	±1,7	±0,9	±1,2	±0,9	±1,2
	0,7	±1,7	±2,4	±1,1	±1,6	±0,8	±1,1	±0,8	±1,1
	0,5	±1,5	±2,1	±1,0	±1,4	±0,7	±1,1	±0,7	±1,0
13, 14	0,9	не норм.	не норм.	±2,5	±2,8	±1,4	±1,7	±1,2	±1,4
	0,8	не норм.	не норм.	±1,8	±2,2	±1,1	±1,4	±0,9	±1,2
	0,7	не норм.	не норм.	±1,6	±1,9	±1,0	±1,2	±0,8	±1,1
	0,5	не норм.	не норм.	±1,3	±1,7	±0,8	±1,1	±0,7	±1,0

Примечание:

d_{0Q} - границы допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной электроэнергии и средней мощности;

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

Примечания к таблицам 3, 4:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (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	16
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 +23 от +20 до +25
Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$: - для ИК №№ 1-5, 7-12, 15, 16 - для для ИК №№ 6, 13, 14 коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для серверов магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	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 0,5

Продолжение таблицы 5

1	2
<p>Надежность применяемых в системе компонентов:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - время восстановления работоспособности, сут, не более <p>серверы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент готовности, не менее - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>120000</p> <p>3</p> <p>0,99</p> <p>35000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>172</p> <p>30</p> <p>3,5</p>
<p>Погрешность СОЕВ не превышает, с</p>	<p>±5</p>

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 пропадаания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электропитания счетчика с фиксацией времени пропадаания 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.

Предусмотрена возможность коррекции времени в счетчиках и серверах ИВКЭ и ИВК (функция автоматизирована)

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	GSR	6 шт.
Трансформатор тока	SAS 123/245/362/550/800 (мод. SAS 550)	21 шт.
Трансформатор тока	ТГФ 220-II* (мод. ТГФ 220-II* У1)	15 шт.
Трансформатор тока	ТШВ24	6 шт.
Трансформатор напряжения	GSE 30	6 шт.
Трансформатор напряжения	TJC 7.0-G	3 шт.
Трансформатор напряжения	UGE	3 шт.
Трансформатор напряжения	НДЕ-500-72У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НДЕ-М-500	24 шт.
Трансформатор напряжения	НДКМ-220	21 шт.
Трансформатор напряжения	НДКМ-500	12 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800 (мод. А1802RAL-P4G-DW-4)	5 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800 (мод. А1802RAL-P4GB-DW-4)	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800 (мод. А1802RALQ-P4GB-DW-4)	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQ-P4GB-DW-4)	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQV-P4GB-DW-4)	5 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800 (мод. А1802RALXQV-P4GB-DW-4)	2 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.
Паспорт-формуляр	ГДАР.411711.085-03.3 ПФ	1 экз.
Методика поверки	МП 201-056-2017	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 201-056-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ростовская атомная станция». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» «04» сентября 2017 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 (рег. № 31857-06) - по методике поверки МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19.05.2006;
- счетчики Альфа А1800 (рег. № 31857-11) - 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), (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 27008-04).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска или наклейки со штрих кодом.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений приведены в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ростовская атомная станция». Методика измерений. ГДАР.411711.085-03.3 МВИ» Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 201-008/RA.RU.311787/2017 от 04.09.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ростовская 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: <http://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 переулок, 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 государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

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

« ____ » _____ 2017 г.