ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская атомная станция» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения данных, формирования отчетных документов и передачи информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, а также нарастающим итогом на начало расчетного периода, используемое для формирования данных коммерческого учета;
- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа и данных о состоянии средств измерений;
- передача результатов измерений по электронной почте коммерческому оператору (КО) и внешним организациям в XML-формате в соответствии с согласованным регламеном передачи с электронной подписью;
- обеспечение по запросу КО дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений с сервера (АРМа) ИВК АИИС КУЭ на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- формирование данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,2S, 0,2 по ГОСТ 7746-01, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-01, счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 (модификации A1802RAL-P4G-DW-4 и A1802RALXQV-P4GB-DW-4 класса точности (КТ) 0,2S/0,5 (ГР № 31857-11) , указанные в таблице 2 (27 точек измерения), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки ИВКЭ, включающий в себя сервер сбора, обработки и хранения данных Белоярской атомной станции (далее - сервер станции) с установленным серверным программным обеспечением программного комплекса (ПК) "АльфаЦЕНТР", устройство синхронизации времени (УСВ), выполненное на базе GPS-приемника типа УССВ-16HVS (основное устройство), NTP-сервер точного времени типа LANTIME M300/GPS (резервное устройство) и тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервное устройство), 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 средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение, передачу на верхний уровень.

3-й уровень - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора, обработки и хранения данных АО «Концерн Росэнергоатом» (далее по тексту - сервер АО «Концерн Росэнергоатом») с установленным серверным программным обеспечением (ПК) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), выполненное на базе GPS-приемника типа УССВ-16HVS (основное устройство), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервное устройство), 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, ее обработку и хранение.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Сервер станции автоматически в заданные интервалы времени (30 мин.) производит считывание из счетчиков данных коммерческого учета электроэнергии и записей журнала событий. Сервер станции производит приведение результатов измерений к реальным значениям с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и трансформаторов напряжения. После поступления в сервер станции считанной информации данные обрабатываются и записываются в энергонезависимую память (заносятся в базу данных).

Сервер АО «Концерн Росэнергоатом» автоматически в заданные интервалы времени (30 мин) производит считывание из сервера станции данных коммерческого учета электроэнергии и записей журнала событий. Считанные данные подвергаются дальнейшей обработке и записываются в энергонезависимую память сервера АО «Концерн Росэнергоатом» (заносятся в базу данных).

Обмен информацией счетчиков и сервера станции происходит по проводным и оптическим линиям ЛВС Белоярской атомной станции с использованием интерфейса RS-485 и сетей, поддерживающих технологию Ethernet. Обмен информацией между сервером станции и сервером АО «Концерн Росэнергоатом» происходит по корпоративной сети передачи данных АО «Концерн Росэнергоатом» с использованием сетей Ethernet. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием инженерного пульта (ноутбука) через встроенный оптический порт счетчиков.

Передача информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках регламента ОРЭМ осуществляется с уровня ИВК по электронной почте с помощью сети Internet в виде файла формата XML. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч, Q, квар·ч) передаются в целых числах. При необходимости файл подписывается электронной подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ для передачи данных построены:

- от ИИК точек измерения (ТИ) в ИВКЭ предприятия: от ТИ по двухпроводной линии («витая пара») до преобразователя, и затем, по оптоволоконным линиям, до ИВКЭ,
- от ИВКЭ предприятия в ИВК АО «Концерн Росэнергоатом» посредством локальной сети Ethernet,
- от ИВК АО «Концерн Росэнергоатом» во внешние системы посредством глобальной сети Internet.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем. Единое календарное время в АИИС КУЭ обеспечивается системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая формируется на всех уровнях системы. Система обеспечения единого времени включает в себя GPS-приемник типа УССВ-16HVS, (далее-УСВ), принимающий сигналы точного времени от спутников глобальный системы позиционирования GPS. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени.

Сравнение системного времени сервера станции и УСВ происходит по сигналам УСВ, подключенного к серверу станции, не реже одного раза в час, при этом коррекция времени проводится 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 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и сервера станции на величину более чем ±2 с.

Сравнение системного времени сервера АО «Концерн Росэнергоатом» и УСВ происходит по сигналам УСВ, подключенного к серверу АО «Концерн Росэнергоатом», не реже одного раза в час, при этом коррекция времени проводится при расхождении показаний часов сервера АО «Концерн Росэнергоатом» и УСВ на величину более чем ±1 с.

В качестве резервных источников синхронизации времени сервера станции используются:

- NTP-сервер точного времени типа LANTIME M300/GPS. В этом случае коррекция системного времени сервера станции производится не реже одного раза в час по сигналам от резервного источника синхронизации времени, подключенного к серверу станции, при расхождении показаний часов сервера станции и резервного источника синхронизации времени на величину более чем ±1 с;
- тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ», позволяющих получать шкалу точного времени по протоколу NTP с погрешностью передачи сигналов ±10 мс. В этом случае коррекция системного времени сервера станции производится не реже одного раза в час при расхождении показаний часов сервера станции и резервного источника синхронизации времени на величину более чем ±1 с.

В качестве резервного источника синхронизации времени сервера АО «Концерн Росэнергоатом» используются сигналы точного времени от Государственного первичного эталона времени и частоты с использованием группы тайм-серверов ФГУП «ВНИИФТРИ», входящих в комплекс технических средств эталона и позволяющих получать шкалу точного времени по протоколу NTP с погрешностью передачи сигналов ±10 мс. В этом случае коррекция системного времени сервера ИВК производится не реже одного раза в час при расхождении показаний часов сервера ИВК и резервного источника синхронизации времени на величину более чем ±1 с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ±5 с/сутки

Факты коррекции шкал времени часов компонентов АИИС КУЭ регистрируются в журналах событий счетчиков, сервера станции и сервера ИВК.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО серверов АИИС КУЭ, ПО СОЕВ. Программные средства серверов АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО - программный комплекс (ПК) «АльфаЦЕНТР» (свидетельство о метрологической аттестации от 31.05.2012 № АПО-001-12, выдано ФГУП «ВНИИМС»).

Идентификационные данные ПО - программный комплекс (ПК) «АльфаЦЕНТР» приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО (ПК) «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПК «АльфаЦЕНТР»
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

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014 - средний.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты-разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключает возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики

должны соответствовать положениям постановления Правительства РФ от 31.10.2009 г. №879 «Об утверждении положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», ГОСТ 8.009-84, РМГ 29-2013, а также действующим национальным стандартам на средства измерений.

Перечень компонентов АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала (далее-ИК) представлен в таблице 2.

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

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав измерительного канала							Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	ИВКЭ	УСВ уровня ИВКЭ	ИВК	УСВ уровня ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТГ-4	ТШЛ-20Б-1 КТ 0,2 10000/5	ЗНОМ-15-63М.У2 КТ 0,5 15750/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5	Сервер станции	GPS-приемник типа УССВ-16HVS (основной), NTP-сервер точного времени типа LANTIME M300/GPS (резервный), тайм-серверы , входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	GPS-приемник типа УССВ-16HVS (основной), тайм-серверы , входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Активная, реактивная
2	ТГ-5	ТШЛ-20Б-1 КТ 0,2 10000/5	ЗНОМ-15-63М.У2 КТ 0,5 15750/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
3	ТГ-6	ТШЛ-20Б-1 КТ 0,2 10000/5	ЗНОМ-15-63М.У2 КТ 0,5 15750/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
4	ВЛ 110 кВ Белоярская АЭС - Блочная	JOF-123/245 (мод. JOF 145) КТ 0,2S 750/5	НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
5	ВЛ 110 кВ Белоярская АЭС - Гагарский	JOF-123/245 (мод. JOF 145) КТ 0,2S 750/5	НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
6	ВЛ 110 кВ Белоярская АЭС-Заречная 1	JOF-123/245 (мод. JOF 145) КТ 0,2S 750/5	НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
7	ВЛ 110 кВ Белоярская АЭС-Заречная 2	JOF-123/245 (мод. JOF 145) КТ 0,2S 750/5	НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	ВЛ 110 кВ Белоярская АЭС - Асбест I цепь с отпайками	JOF-123/245 (мод. JOF 145) КТ 0,2S 750/5	НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5	Сервер станции	GPS-приемник типа УССВ-16HVS (основной), NTP-сервер точного времени типа LANTIME M300/GPS (резервный), тайм-серверы , входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	GPS-приемник типа УССВ-16HVS (основной), тайм-серверы , входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Активная, реактивная
9	ВЛ 110 кВ Белоярская АЭС - Асбест II цепь с отпайками	JOF-123/245 (мод. JOF 145) КТ 0,2S 750/5	НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
10	ВЛ 110 кВ Белоярская АЭС-Кортогуз с отпайками	JOF-123/245 (мод. JOF 145) КТ 0,2S 750/5	НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
11	ВЛ 110 кВ Белоярская АЭС-Измоденово с отпайкой на ПС Белоречка	JOF-123/245 (мод. JOF 145) КТ 0,2S 750/5	НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
12	ОВ 110 Белоярская АЭС	TG145-420 (мод.TG 145N - УХЛ1) КТ 0,2S 750/5	НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3 НАМИ-110-УХЛ1 КТ 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/05					
13	ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС-Мраморная	JOF-123/245 (мод. JOF 245) КТ 0,2S 1200/5	НАМИ-220-УХЛ1 КТ 0,2 220000/√3/100/√3 НАМИ-220-УХЛ1 КТ 0,2 220000/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС - Курчатовская №2	JOF-123/245 (мод. JOF 245) КТ 0,2S 1200/5	НАМИ-220-УХЛ1 КТ 0,2 220000/√3/100/√3 НАМИ-220-УХЛ1 КТ 0,2 220000/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5	Сервер станции	GPS-приемник типа УССВ-16HVS (основной), NTP-сервер точного времени типа LANTIME M300/GPS (резервный), тайм-серверы , входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	GPS-приемник типа УССВ-16HVS (основной), тайм-серверы , входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Активная, реактивная
15	ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС - Курчатовская №1	JOF-123/245 (мод. JOF 245) КТ 0,2S 1200/5	НАМИ-220-УХЛ1 КТ 0,2 220000/√3/100/√3 НАМИ-220-УХЛ1 КТ 0,2 220000/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
16	ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС - Каменская	JOF-123/245 (мод. JOF 245) КТ 0,2S 1200/5	НАМИ-220-УХЛ1 КТ 0,2 220000/√3/100/√3 НАМИ-220-УХЛ1 КТ 0,2 220000/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
17	ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС - Новосвердловская ТЭЦ	JOF-123/245 (мод. JOF 245) КТ 0,2S 1200/5	НАМИ-220-УХЛ1 КТ 0,2 220000/√3/100/√3 НАМИ-220-УХЛ1 КТ 0,2 220000/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
18	ОВВ 220 Белоярская АЭС	JOF-123/245 (мод. JOF 245) КТ 0,2S 1200/5	НАМИ-220-УХЛ1 КТ 0,2 220000/√3/100/√3 НАМИ-220-УХЛ1 КТ 0,2 220000/√3/100/√3	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
19	ТГ-7	GSR КТ 0,2S 24000/1	TJC 7.0-G КТ 0,2 24000/√3/100/√3	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
20	Белоярская АЭС; ПС Курчатовская 500/220 кВ; ОРУ 500 кВ; 1 СШ 500 кВ, яч. 1, ВЛ 500 кВ Курчатовская - Южная	TG 550 КТ 0,2S 2000/1	СРВ 72-800 (мод.СРВ 550) КТ 0,2 500000/√3/100/√3 СРВ 72-800 (мод.СРВ 550) КТ 0,2 500000/√3/100/√3	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5	Сервер станции	GPS-приемник типа УССВ-16HVS (основной), NTP-сервер точного времени типа LANTIME M300/GPS (резервный), тайм-серверы , входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	GPS-приемник типа УССВ-16HVS (основной), тайм-серверы , входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Активная, реактивная
21	Белоярская АЭС; ПС Курчатовская 500/220 кВ; ОРУ 500 кВ; 1 СШ 500 кВ, яч. 7, ВЛ 500 кВ Курчатовская - Исеть	TG 550 КТ 0,2S 2000/1	СРВ 72-800 (мод.СРВ 550) КТ 0,2 500000/√3/100/√3 СРВ 72-800 (мод.СРВ 550) КТ 0,2 500000/√3/100/√3	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
22	Белоярская АЭС; ПС Курчатовская 500/220 кВ; ОРУ 500 кВ; 2 СШ 500 кВ, яч. 5, ВЛ 500 кВ Курчатовская - Шагол	TG 550 КТ 0,2S 2000/1	СРВ 72-800 (мод.СРВ 550) КТ 0,2 500000/√3/100/√3 СРВ 72-800 (мод.СРВ 550) КТ 0,2 500000/√3/100/√3	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	Белоярская АЭС; ПС Курчатовская 500/220 кВ; ОРУ 220 кВ; 1,2 СШ 220 кВ, яч. 5, ВЛ 220 кВ Курчатовская - Окунёво	TG 145-420 (мод.TG 245) КТ 0,2S 1500/1	СРВ 72-800 (мод.СРВ 245) КТ 0,2 220000/√3/100/√3	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5	Сервер станции	GPS-приемник типа УССВ-16HVS (основной), NTP-сервер точного времени типа LANTIME M300/GPS (резервный), тайм-серверы , входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	GPS-приемник типа УССВ-16HVS (основной), тайм-серверы , входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Активная, реактивная
			СРВ 72-800 (мод.СРВ 245) КТ 0,2 220000/√3/100/√3						
			СРВ 72-800 (мод.СРВ 245) КТ 0,2 220000/√3/100/√3						
24	Белоярская АЭС; ПС Курчатовская 500/220 кВ; ОРУ 220 кВ; 1,2 СШ 220 кВ, яч. 6, ВЛ 220 кВ Курчатовская - Каменская	TG 145-420 (мод.TG 245) КТ 0,2S 1500/1	СРВ 72-800 (мод.СРВ 245) КТ 0,2 220000/√3/100/√3	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
			СРВ 72-800 (мод.СРВ 245) КТ 0,2 220000/√3/100/√3						
			СРВ 72-800 (мод.СРВ 245) КТ 0,2 220000/√3/100/√3						
25	Белоярская АЭС; ПС Курчатовская 500/220 кВ; ОРУ 220 кВ; 1,2 СШ 220 кВ, яч. 8, ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС - Курчатовская № 1	TG 145-420 (мод.TG 245) КТ 0,2S 1500/1	СРВ 72-800 (мод.СРВ 245) КТ 0,2 220000/√3/100/√3	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
			СРВ 72-800 (мод.СРВ 245) КТ 0,2 220000/√3/100/√3						
			СРВ 72-800 (мод.СРВ 245) КТ 0,2 220000/√3/100/√3						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
26	Белоярская АЭС; ПС Курчатовская 500/220 кВ; ОРУ 220 кВ; 1,2 СШ 220 кВ, яч. 9, ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС - Курчатовская № 2	TG 145-420 (мод.TG 245) КТ 0,2S 1500/1	СРВ 72-800 (мод.СРВ 245) КТ 0,2 220000/√3/100/√3	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5	Сервер станции	GPS-приемник типа УССВ-16HVS (основной), NTP-сервер точного времени типа LANTIME M300/GPS (резервный), тайм-серверы , входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	GPS-приемник типа УССВ-16HVS (основной), тайм-серверы , входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Активная, реактивная
			СРВ 72-800 (мод.СРВ 245) КТ 0,2 220000/√3/100/√3						
			СРВ 72-800 (мод.СРВ 245) КТ 0,2 220000/√3/100/√3						
27	Белоярская АЭС; ПС Курчатовская 500/220 кВ; ОРУ 220 кВ; яч. 7, ОВ 220 кВ	TG 145-420 (мод.TG 245) КТ 0,2S 1500/1	СРВ 72-800 (мод.СРВ 245) КТ 0,2 220000/√3/100/√3	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5					
			СРВ 72-800 (мод.СРВ 245) КТ 0,2 220000/√3/100/√3						

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала (параметры сети: напряжение (0,98-1,02) Uном; ток (0,01-1,2) Iном, 0,5 инд.≤cos φ≤0,8 емк; температура окружающей среды (20 ±5) °С и относительной погрешности в рабочих условиях измерительного канала (далее-ИК) при измерении активной (реактивной) электрической энер-гии в рабочих условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,9-1,1) Uном, ток (0,01-1,2) Iном, 0,5 инд.≤cos φ≤0,8 емк, погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для cosj = 1,0 нормируется от $I_{1\%}$, погрешность измерений $d_{1(2)\%}P$ и $d_{1(2)\%}Q$ для cosj < 1,0 нормируется от 2%. Температура окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 до 35 °С) приведены в таблицах 3,4.

Таблица 3 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности и относительной погрешности измерительного канала в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии

Номер измерительного канала	Коэффициент мощности cos j	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии d, %			
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-3 (ТТ - 0,2; ТН - 0,5; Счетчик - 0,2S)	1,0	не норм.	±1,1	±0,8	±0,7
	0,8	не норм.	±1,5	±1,0	±0,9
	0,5	не норм.	±2,3	±1,6	±1,4
4-27 (ТТ - 0,2S; ТН - 0,2; Счетчик - 0,2S)	1,0	±1,0	±0,5	±0,4	±0,4
	0,8	±1,3	±0,8	±0,6	±0,6
	0,5	±2,0	±1,2	±0,9	±0,9
Номер измерительного канала	Коэффициент мощности cos j	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации d, %			
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \le I_{изм} < I_{100}$	$I_{100\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-3 (ТТ - 0,2; ТН - 0,5; Счетчик - 0,2S)	1,0	не норм.	±1,2	±1,0	±0,9
	0,8	не норм.	±1,6	±1,2	±1,1
	0,5	не норм.	±2,4	±1,7	±1,6
4-27 (ТТ - 0,2S; ТН - 0,2; Счетчик - 0,2S)	1,0	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	0,8	±1,4	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,1	±1,4	±1,1	±1,1

Таблица 4 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности и относительной погрешности измерительного канала в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии

Номер измерительного канала	Коэффициент мощности cos j /sinj	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии d, %			
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-3 (ТТ - 0,2; ТН - 0,5; Счетчик - 0,5	0,8/0,6	не норм.	±2,2	±1,5	±1,3
	0,5/0,87	не норм.	±1,6	±1,1	±1,0
4-27 (ТТ - 0,2S; ТН - 0,2; Счетчик - 0,5	0,8/0,6	±1,9	±1,4	±1,0	±1,0
	0,5/0,87	±1,5	±1,2	±0,8	±0,8

Номер измерительного канала	Коэффициент мощности cos j /sinj	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации d, %			
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1-3 (ТТ - 0,2; ТН - 0,5; Счетчик - 0,5	0,8/0,6	не норм.	±2,6	±2,0	±1,9
	0,5/0,87	не норм.	±2,2	±1,8	±1,7
4-27 (ТТ - 0,2S; ТН - 0,2; Счетчик - 0,5	0,8/0,6	±2,4	±2,0	±1,7	±1,7
	0,5/0,87	±2,1	±1,9	±1,6	±1,6

Надежность применяемых в системе компонентов:
- электросчётчик Альфа А1800;
- среднее время наработки на отказ не менее 120 000 ч;
- среднее время восстановления работоспособности не более 2 ч.

Сервер станции и сервер ИВК
- средняя наработка на отказ: 165974 ч;
- среднее время восстановления работоспособности: не более 1 ч.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:
- 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;
- организация доступа к информации ИВКЭ, ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:
- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;
- фактов коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:
- счетчике (функция автоматизирована);
- серверах (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:
- счетчик электроэнергии Альфа А1800- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях составляет 180 суток для счетчиков Альфа А1800, при отключении питания информация сохраняется не менее 10 лет;
- ИВКЭ- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 3,5 лет;
- ИВК- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Регистрационный номер в Информационном фонде По обеспечению единства измерений	Количество
1	2	3
Трансформатор тока ТШЛ-20Б-1, КТ 0,2	4016-74	9 шт.
Трансформатор тока JOF 145, КТ 0,2S	29311-10	24 шт.
Трансформатор тока TG 145N, КТ 0,2S	30489-05	3 шт.
Трансформатор тока JOF 245, КТ 0,2S	29311-10	18 шт.
Трансформатор тока GSR, КТ 0,2S	25477-08	3 шт.
Трансформатор тока TG 550, КТ 0,2S	26735-08	9 шт.
Трансформатор тока TG 245, КТ 0,2S	15651-06	15 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОМ-15-63М.У2, КТ 0,5	46277-10	9 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-110-УХЛ1, КТ 0,2	24218-03	6 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-220-УХЛ1, КТ 0,2	20344-05	6 шт.
Трансформатор напряжения TJC 7.0-G, КТ 0,5	49111-12	3 шт.
Трансформатор напряжения СРВ 550, КТ 0,2	15853-06	18 шт.
Трансформатор напряжения СРВ 245, КТ 0,2	15853-06	18 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные A1802RAL-P4G-DW-4, КТ 0,2S/0,5	31857-11	18 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные A1802RALXQV-P4GB -DW-4, КТ 0,2S/0,5	31857-11	9 шт.
Сервер станции совместимый с платформой x86	-	1 шт.
Сервер АО «Концерн Росэнергоатом» совместимый с платформой x86	-	1 шт.
АРМ (системный блок, монитор, принтер, ИБП)	-	7шт.
Устройство синхронизации времени на базе GPS-приемника типа УССВ-16HVS	-	2 шт.
Резервное устройство синхронизации времени NTP-сервер точного времени типа LANTIME M300/GPS	-	1 шт.
Резервное устройство синхронизации времени- тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ»	-	1 шт.
Наименование документации		
Методика поверки МП 4222-03-7730035496-2017	1экз.	
Формуляр ФО 4222-03-7730035496-2017	1экз.	

Поверка
осуществляется по документу МП 4222-03-7730035496-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская атомная станция». Методика поверки, утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 02 февраля 2017 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:
- трансформаторы тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторы напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011«ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчики Альфа А1800 по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2011 г;
- радиочасы МИР РЧ-01 (регистрационный номер в Информационном фонде 27008-04);
- термогигрометр CENTER 314 (регистрационный номер в Информационном фонде 22129-09);
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5» (регистрационный номер в Информационном фонде 33750-12).

Допускается применять средства поверки, не приведенные в перечне, но обеспечивающие определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика (метод) измерений электроэнергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская атомная станция». НВЦП. 422200.096. МВИ». Аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 168/RA.RU. 311290/2015/2016 от 10 января 2017 г.

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

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

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ 7746-2001.Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ Р 52323-2005. (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерений электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»

ГОСТ Р 52425-2005. (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

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

Заявитель

Акционерное общество «Электроцентроналадка» (АО «ЭЦН»)

ИНН 7730035496

Адрес: 121059 г. Москва, Бережковская набережная, д. 16, корп. 2

Телефон: (495) 240-67-10, доб.14-17

http://www.ecn.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (846) 336-08-27

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

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии С.С. Голубев

М.п. « ___ » _____ 2017 г.