

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1002 от 01.06.2020 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, 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 multifunctionalную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому 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 участникам ОРЭМ, прием информации о результатах измерений и состоянии средств измерений от смежных субъектов ОРЭМ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка 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 (коррекция времени);
- передача журналов событий счетчиков.

АИИС КУЭ имеет трехуровневую структуру:

1-ый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК). ИИК включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), multifunctionalные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс Нововоронежской атомной станции (ИВК предприятия), который включает в себя сервер сбора, обработки и хранения данных, автоматизированные рабочие места операторов, 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, ее обработку и хранение;

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс АО «Концерн Росэнергоатом» (ИВК АО «Концерн Росэнергоатом»), который включает в себя сервер сбора, обработки и хранения данных АО «Концерн Росэнергоатом», автоматизированные рабочие места операторов (АРМ), 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, ее обработку и хранение.

Принцип действия АИИС КУЭ основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение) с использованием электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), измерении и интегрировании мгновенной мощности с использованием счетчиков электрической энергии, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности.

ИВК предприятия автоматически один раз в 30 минут по линиям связи интерфейса RS-485 производит опрос, считывание, обработку, накопление, хранение, отображение измерительной информации счетчиков.

Считанные данные результатов измерений приводятся к реальным значениям с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и заносятся в базу данных. Также в базу данных заносятся журналы событий счетчиков.

При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием инженерного пульта (ноутбука) через встроенный оптический порт.

Сервер ИВК АО «Концерн Росэнергоатом» автоматически в заданные интервалы времени (30 минут) производит считывание информации из базы данных ИВК предприятия и осуществляет ее дальнейшую обработку, формирование справочных и отчетных документов. Доступ к информации, хранящейся в базе данных серверов, осуществляется с АРМ операторов АИИС КУЭ.

Посредством АРМ операторов АО «Концерн Росэнергоатом» осуществляется обработка и передача информации коммерческому оператору (КО) по электронной почте в виде файла формата XML; передача информации в региональные подразделения системного оператора (СО) и смежным субъектам ОРЭМ с сервера АО «Концерн Росэнергоатом» осуществляется в автоматическом режиме.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). В СОЕВ входят часы счетчиков, часы сервера ИВК предприятия и сервера ИВК АО «Концерн Росэнергоатом».

Сервер ИВК предприятия получает сигналы точного времени от устройства синхронизации частоты и времени (УСВ) Метроном-300 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №) 56465-14), принимающего сигналы от глобальной навигационной системы ГЛОНАСС/GPS. Сравнение часов сервера ИВК предприятия и УСВ происходит непрерывно, синхронизация часов сервера ИВК и УСВ осуществляется при расхождении показаний часов на величину более чем  $\pm 2$  с.

Сервер АО «Концерн Росэнергоатом» получает сигналы точного времени от устройства синхронизации системного времени УССВ-16HVS. Сравнение часов сервера АО «Концерн Росэнергоатом» и УССВ происходит не реже одного раза в час, при этом коррекция времени проводится при расхождении показания часов сервера и УССВ на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков и сервера ИВК предприятия происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов на величину более чем  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчиков, сервера ИВК предприятия и сервера ИВК АО «Концерн Росэнергоатом» отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

### Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, программные средства СБД АИИС КУЭ - ПО систем управления базами данных (СУБД SQL) и ПО «АльфаЦЕНТР», программные средства счетчиков электроэнергии – встроенное ПО счетчиков электроэнергии.

Идентификационные данные ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО, рассчитываемый по алгоритму MD5	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54 (для файла ac_metrology.dll)

Программное обеспечение имеет защиту от непреднамеренных и преднамеренных изменений, соответствующую уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

# Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

№№ ИК	Наименование ИК	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			Счетчики электрической энергии		УСВ
		Тип, рег. №	Кл. т.	Ктр	Тип, рег. №	Кл. т.	Ктр	Тип, рег. №	Кл. т. акт./реакт.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Губкин	ТФЗМ 220Б-IV У1 Рег. № 26424-04	0,5	2000/1	НКФ-220-58 У1 Рег. № 14626-95	0,5	220000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	Метроном-300 Рег. № 56465-14
2	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Латная №1	ТФЗМ 220Б-IV У1 Рег. № 6540-78	0,5	2000/1	НКФ-220-06 У1 Рег. № 41878-09	ф. А,С 0,5	220000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
					НКФ-220-58 Рег. № 1382-60	ф. В 0,2				
3	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Южная с отпайкой на ПС Новая (Нововоронежская АЭС, ОРУ 220 кВ, СШ 220кВ, яч. 4)	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 245 Рег. № 25121-07	0,2S	2000/1	НКФ-220-06 У1 Рег. № 41878-09	ф. А,С 0,5	220000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
					НКФ-220-58 Рег. № 1382-60	ф. В 0,2				
4	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая (Нововоронежская АЭС, ОРУ 220 кВ, СШ 220кВ, яч. 2)	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 245 Рег. № 25121-07	0,2S	2000/1	НКФ-220-06 У1 Рег. № 41878-09	ф. А,С 0,5	220000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
					НКФ-220-58 Рег. № 1382-60	ф. В 0,2				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	ОВ-1	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 245 Рег. № 25121-07	0,2S	2000/1	НКФ-220-06 У1 Рег. № 41878-09	ф. А,С 0,5 ф. В 0,2	220000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	Метроном-300 Рег. № 56465-14
6	ОВ-2	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 245 Рег. № 25121-07	0,2S	2000/1	НКФ-220-58 У1 Рег. № 14626-95	0,5	220000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
7	ВЛ 220 кВ Новая - Южная	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 245 Рег. № 25121-07	0,2S	2000/1	TEMP 245 Рег. № 55517-13	0,2	220000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
8	ВЛ 220 кВ Новая - Кировская	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 245 Рег. № 25121-07	0,2S	2000/1	TEMP 245 Рег. № 55517-13	0,2	220000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
9	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Южная с отпайкой на ПС Новая (Нововоронежская АЭС, ПС 500 кВ Новая, ОРУ 220Н, СШ 220кВ, яч. 9)	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 245 Рег. № 25121-07	0,2S	2000/1	TEMP 245 Рег. № 55517-13	0,2	220000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
10	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая (Нововоронежская АЭС, ПС 500 кВ Новая, ОРУ 220Н, СШ 220кВ, яч. 10)	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 245 Рег. № 25121-07	0,2S	2000/1	TEMP 245 Рег. № 55517-13	0,2	220000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11	КЛ 220 кВ Донская-Новая №1	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 245 Рег. № 25121-07	0,2S	2000/1	TEMP 245 Рег. № 55517-13	0,2	220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$	Альфа А1800, мод. А1802RALQ- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	Метроном-300 Рег. № 56465-14
12	КЛ 220 кВ Донская-Новая №2	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 245 Рег. № 25121-07	0,2S	2000/1	TEMP 245 Рег. № 55517-13	0,2	220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$	Альфа А1800, мод. А1802RALQ- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
13	ОВ-220Н	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 245 Рег. № 25121-07	0,2S	2000/1	TEMP 245 Рег. № 55517-13	0,2	220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
14	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Воронежская	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 550 Рег. № 25121-07	0,2S	2000/1	TEMP 550 Рег. № 55517-13	0,2	500000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
15	ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 550 Рег. № 25121-07	0,2S	2000/1	TEMP 550 Рег. № 55517-13	0,2	500000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
16	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Донская № 1	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 550 Рег. № 25121-07	0,2S	2000/1	TEMP 550 Рег. № 55517-13	0,2	500000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$	Альфа А1800, мод. А1802RALQV- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
17	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Донская № 2	SAS 123/245/362/550/800, мод. SAS 550 Рег. № 25121-07	0,2S	2000/1	TEMP 550 Рег. № 55517-13	0,2	500000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$	Альфа А1800, мод. А1802RALQV- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
18	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Колодезная 1	ТФНД-110М Рег. № 2793-71	0,5	1000/5	НКФ-110-57 Рег. № 14205-05 НКФ-110 Рег. № 26452-06	0,5	110000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	Метроном-300 Рег. № 56465-14
19	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Колодезная 2	ТФНД-110М Рег. № 2793-71	0,5	1000/5	НКФ-110-57 Рег. № 14205-05 НКФ-110 Рег. № 26452-06	0,5	110000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
20	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Лиски 1	ТФНД-110М Рег. № 2793-71	0,5	1000/5	НКФ-110-57 Рег. № 14205-05 НКФ-110 Рег. № 26452-06	0,5	110000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
21	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Лиски 2	ТФНД-110М Рег. № 2793-71	0,5	1000/5	НКФ-110-57 Рег. № 14205-05 НКФ-110 Рег. № 26452-06	0,5	110000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
22	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Бобров 1	ТФНД-110М Рег. № 2793-71	0,5	1000/5	НКФ-110-57 Рег. № 14205-05 НКФ-110 Рег. № 26452-06	0,5	110000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
23	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Бобров 2	ТФНД-110М Рег. № 2793-71	0,5	1000/5	НКФ-110-57 Рег. № 14205-05 НКФ-110 Рег. № 26452-06	0,5	110000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
24	ОВ-110	ТФНД-110М Рег. № 2793-71	0,5	1000/5	НКФ-110-57 Рег. № 14205-05 НКФ-110 Рег. № 26452-06	0,5	110000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
25	ТГ-11	ТШЛ 20 Рег. № 1837-63	0,5	10000/5	ЗНОМ-15-63М Рег. № 46277-10	0,5	15750/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
26	ГСП-11	ТВЛМ-10 Рег. № 1856-63	0,5	1000/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70	0,5	6000/100	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	Метроном-300 Рег. № 56465-14
27	ТГ-12	ТШЛ 20 Рег. № 1837-63	0,5	10000/5	ЗНОМ-15-63М Рег. № 46277-10	0,2	15750/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
28	ГСП-12	ТВЛМ-10 Рег. № 1856-63	0,5	1000/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70	0,5	6000/100	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
29	ТГ-13	GSR Рег. № 25477-08	0,2S	24000/5	EPR30Z Рег. № 33343-06	0,2	20000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
30	ТГ-14	GSR Рег. № 25477-08	0,2S	24000/5	EPR30Z Рег. № 33343-06	0,2	20000/√3/ 100/√3	Альфа А1800, мод. А1802RAL- P4G-DW-4 Рег. № 31857-11	0,2S/0,5	
<p>Примечания:</p> <p>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 Предприятие-владелец не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.</p> <p>2 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.</p> <p>3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p>										



Таблица 3 - Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной ( $\delta_{W_0}^A$ ) электрической энергии, границы допускаемой погрешности ИК при измерении активной ( $\delta_W^A$ ) и реактивной ( $\delta_W^P$ ) электрической энергии в рабочих условиях применения

№№ ИК	I	2 % от $I_{НОМ}$				5 % от $I_{НОМ}$				20 % от $I_{НОМ}$				100 % от $I_{НОМ}$ , 120 % от $I_{НОМ}$			
		0,5	0,8	0,87	1	0,5	0,8	0,87	1	0,5	0,8	0,87	1	0,5	0,8	0,87	1
16, 17, 29, 30	$\pm\delta_{W_0}^A, \%$	1,8	1,2	1,1	0,9	1,3	0,9	0,8	0,6	0,9	0,6	0,6	0,5	0,9	0,6	0,6	0,5
	$\pm\delta_W^A, \%$	2,0	1,4	1,3	1,2	1,4	1,1	1,1	0,8	1,2	1,0	0,9	0,7	1,2	1,0	0,9	0,7
	$\pm\delta_W^P, \%$	2,0	2,3	2,5	-	1,9	2,0	2,1	-	1,6	1,7	1,7	-	1,6	1,7	1,7	-
11, 12	$\pm\delta_{W_0}^A, \%$	2,1	1,3	1,3	1,0	1,7	1,1	1,0	0,8	1,4	0,9	0,8	0,7	1,4	0,9	0,8	0,7
	$\pm\delta_W^A, \%$	2,2	1,5	1,4	1,3	1,8	1,3	1,2	0,9	1,6	1,2	1,1	0,9	1,6	1,2	1,1	0,9
	$\pm\delta_W^P, \%$	2,1	2,4	2,7	-	1,9	2,2	2,3	-	1,7	1,9	2,1	-	1,7	1,9	2,1	-
3, 4, 14, 15	$\pm\delta_{W_0}^A, \%$	3,0	1,8	1,7	1,4	2,7	1,7	1,5	1,2	2,6	1,6	1,4	1,2	2,6	1,6	1,4	1,2
	$\pm\delta_W^A, \%$	3,1	2,0	1,8	1,6	2,8	1,8	1,7	1,3	2,7	1,7	1,6	1,3	2,7	1,7	1,6	1,3
	$\pm\delta_W^P, \%$	2,4	3,0	3,4	-	2,3	2,8	3,2	-	2,0	2,6	3,0	-	2,0	2,6	3,0	-
2	$\pm\delta_{W_0}^A, \%$	-	-	-	-	5,8	3,1	2,7	2,0	3,6	2,0	1,8	1,4	3,1	1,8	1,6	1,3
	$\pm\delta_W^A, \%$	-	-	-	-	5,9	3,2	2,8	2,1	3,7	2,1	1,9	1,6	3,2	1,9	1,7	1,4
	$\pm\delta_W^P, \%$	-	-	-	-	3,1	5,0	6,2	-	2,4	3,4	4,1	-	2,2	3,0	3,6	-
1, 5 - 10, 13, 18 - 28	$\pm\delta_{W_0}^A, \%$	-	-	-	-	5,4	2,9	2,5	1,8	2,9	1,6	1,4	1,1	2,2	1,2	1,1	0,9
	$\pm\delta_W^A, \%$	-	-	-	-	5,5	3,0	2,6	1,9	3,0	1,8	1,6	1,2	2,3	1,4	1,3	1,0
	$\pm\delta_W^P, \%$	-	-	-	-	3,0	4,6	5,6	-	2,0	2,8	3,3	-	1,8	2,3	2,6	-
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с														$\pm 5$			

Примечания:

Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{НОМ}$ - сила тока, % от $I_{НОМ}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- сила тока, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> </ul> <p>температура окружающей среды, °C</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для ТТ и ТН: <ul style="list-style-type: none"> <li>- для измерительных трансформаторов на ОРУ</li> <li>- для измерительных трансформаторов на ЗРУ</li> </ul> </li> <li>- для счетчиков</li> <li>- для УСВ</li> </ul>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>емк.</sub></p> <p>от -45 до +40 от 0 до +40 от -40 до +65 от 0 до +50</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- коэффициент готовности, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul>	<p>120000 72</p> <p>35000 24</p> <p>0,99 1</p>
<p>Глубина хранения информации электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</li> </ul> <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>45</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться организациям-участникам оптового рынка электроэнергии и мощности с помощью электронной почты.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
  - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
  - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
  - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики
  - коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера БД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - пропадание питания;
  - замена счетчика;
  - коррекции времени в счетчике и сервере БД;

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика электрической энергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервера БД.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счетчика электрической энергии;
  - сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	GSR	6
Трансформаторы тока	SAS 550	12
Трансформаторы тока	SAS 245	33
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	6
Трансформаторы тока	ТФНД-110М	21
Трансформаторы тока	ТШЛ 20	6
Трансформаторы напряжения	EPR30Z	6
Трансформаторы напряжения емкостные	TEMP 550	24
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63М	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58 У1	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-06 У1	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58	3
Трансформаторы напряжения емкостные	TEMP 245	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	30
Устройства синхронизации частоты и времени	Метроном-300	1
Сервер предприятия	Сервер предприятия совместимый с платформой x86	1
Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом», совместимый с платформой x86	1
ИБП	UPS 3000RMXL	1
ИБП	UPS 1000RMXL	1
Коммутатор ЛВС	SignaMax 065-7531 16-port 10/100 Base Web Smart Ethernet Switch	1
Преобразователь интерфейса RS-232/RS-485	ADAM-4520	4
Медиаконвертер RS-485/FO	SignaMax 065-1162SCi	5
Медиаконвертер RS-485/FO	SignaMax 065-1162SMi	2
Медиаконвертер RS-485/Eth	SignaMax 065-1120NS	2
8-модульное шасси для медиаконвертеров	SignaMax Mediaconverter 065-1180 8- Port Rackmount Chassis	1
Модем	ZyXEL U-336RE	1
Медиаконвертер	RS-485/FO (S.N. SC)	5
Медиаконвертер	RS-485/FO (S.N. SM)	2
Адаптер питания	-	8
Адаптер питания	AC-220/DC-12	1
Переносной компьютер	HP Omnibook XE4500	1
Преобразователь оптический	AE1	1
АРМ (системный блок, монитор, принтер, ИБП)	-	9
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.282.8 ПФ	1
Методика поверки	МП-057-30007-2015	1

### Поверка

осуществляется по документу МП-057-30007-2015 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция». Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 28.10.2015 г.

**Основные средства поверки:**

- миллитесламетр портативный ТП2-2У (рег. № 16373-08);
- мультиметр APPA-109 (рег. № 20085-11);
- клещи токовые АТК-2001 (рег. № 43841-10);
- измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел» (рег. № 23070-05);
- переносной компьютер с доступом в интернет;
- оптический преобразователь для работы со счетчиками электроэнергии;
- термометр технический типа ТТ (рег. № 276-89) с диапазоном измерений от минус 35 до плюс 50 °С, пределом допускаемой погрешности измерения температуры  $\pm 1$  °С.

Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ проводится в соответствии со следующими нормативными и техническими документами по поверке:

- измерительных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003;
- измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков электрической энергии Альфа А1800 в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.;
- устройств синхронизации времени и частоты Метроном-300 в соответствии с документом М003-13-СИ МП «Устройства синхронизации частоты и времени Метроном версии 300, 600, 900, 1000, 3000. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ЦНИИС» в декабре 2013 г.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»**

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. 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

**Изготовитель**

Филиал ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»  
ИНН 7721632827

Адрес: 396072, Воронежская обл., г. Нововоронеж, промышленная зона Южная, 1  
Телефон: 8 (47364) 7-33-15

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «РусЭнергоПром»

(ООО «РусЭнергоПром»)

ИНН 7725766980

Адрес: 117218, г. Москва, ул. Большая Черёмушкинская, д. 25, стр. 97, этаж 3, к. 309

Телефон: 8 (499) 397-78-12

Факс: 8 (499) 753-06-78

E-mail: [info@rusenprom.ru](mailto:info@rusenprom.ru)

**Испытательные центры**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный  
ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии»

(ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон: 8 (383) 210-08-14

Факс: 8 (383) 210-13-60

E-mail: [director@sniim.ru](mailto:director@sniim.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений  
в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

В части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26, 3

Телефон: 8 (351) 958-02-68

E-mail: [encomplex@yandex.ru](mailto:encomplex@yandex.ru)

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств  
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

(Редакция приказа Росстандарта № 1002 от 01.06.2020 г.)

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.