

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ Талашкино

#### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ Талашкино (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

#### Описание средства измерений

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

Измерительный канал (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;

- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);

- обработку данных и их архивирование;

- хранение информации в базе данных сервера Центра сбора и обработки данных (ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» не менее 3,5 лет;

- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (ПК); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчика электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС осуществляет опрос уровня ИВКЭ последовательно-циклическим способом. Данные по наземным сетям связи операторов (на основе собственных и арендованных цифровых каналов связи) поступают на соответствующие узлы передачи данных операторов, размещенных на ММТС-9, г. Москва. Далее данные по каналу единой цифровой сети связи энергетики (ЕЦССЭ) поступают на серверы ЦСОД Исполнительного аппарата ПАО «ФСК ЕЭС» (далее ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС»), для последующей обработки, хранения и передачи смежным субъектам ОРЭМ, филиалу АО «СО ЕЭС» и в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС». Связь организована на базе волоконно-оптических линий связи (ВОЛС), по дуплексным каналам данные от ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» к уровню ИВКЭ поступают в обратном порядке.

Ежедневно оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС».

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 330 кВ Талашкино ПАО «ФСК ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчика в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ). Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога  $\pm 1$  с происходит коррекция часов сервера.

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически с помощью приемника точного времени, принимающего сигналы точного времени от навигационной спутниковой системы GPS, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и приемника точного времени на значение, превышающее  $\pm 1$  с.

Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 1$  с.

При выходе из строя УССВ, встроенного в УСПД, время часов УСПД корректируется от сервера ИВК автоматически в случае расхождения времени часов УСПД и ИВК на величину более  $\pm 1$  с.

### Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Север ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС	
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.00
Цифровой идентификатор ПО	d233ed6393702747769a45de8e67b57e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5
АРМ ПС 330 кВ Талашкино	
Наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИК				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИБКЭ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-330 кВ, ВЛ 330 Талашкино - Рославль	ТОГФ-330 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 2000/1	НДКМ-330 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 330000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU 325T Рег. № 44626-10 УССБ-2.01 Рег. № 54074-13	активная, реактивная
2.1	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-330 кВ, ВЛ-330 кВ Витебск - Талашкино (ВЛ-349)	ТОГФ-330 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 2000/1	НДКМ-330 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 330000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0.5		активная, реактивная
2.2	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-330 кВ, ВЛ-330 кВ Витебск - Талашкино (ВЛ-349) (контрольный)	ТОГФ-330 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 2000/1	НДКМ-330 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 330000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0.5 Контрольный		активная, реактивная
3	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-330 кВ, ВЛ 330 Талашкино - Новосоколь- ники	ТОГФ-330 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 1000/1	НДКМ-330 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 330000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5		активная, реактивная
10	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Смоленская ГРЭС- Талашкино с отпайкой на ПС Литейная II цепь	ТОГФ-220 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 800/1	НДКМ-220 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 220000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5		активная, реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Смоленская ГРЭС-Талашкино с отпайкой на ПС Литейная I цепь	ТОГФ-220 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 800/1	НДКМ-220 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 220000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл.т.0,2S/0,5	RTU 325T Рег. № 44626-10 УССБ-2.01 Рег. № 54074-13	активная, реактивная
12	ПС 330 кВ Талашкино, ВЛ 220кВ Дорогобужская ТЭЦ-Талашкино	ТОГФ-220 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 600/1	НДКМ-220 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 220000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т.0,2S/0,5		активная, реактивная
13	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 Талашкино - Смоленск-1	ТОГФ-220 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 600/1	НДКМ-220 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 220000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т.0,2S/0,5		активная, реактивная
14	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Талашкино - НПС-3 № 1	ТОГФ-110 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 300/1	НДКМ-110 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег.№ 31857-11 Кл. т.0,2S/0,5		активная, реактивная
15	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Талашкино - Монастырщина с отпайками (ВЛ -155)	ТОГФ-110 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 400/1	НДКМ-110 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т.0,2S/0,5		активная, реактивная
16	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Талашкино - Починок с отпайкой на ПС Карьерная (ВЛ -124)	ТОГФ-110 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 400/1	НДКМ-110 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т.0,2S/0,5		активная, реактивная
19	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Смоленск-1 - Талашкино I цепь (ВЛ - 105)	ТОГФ-110 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 500/1	НДКМ-110 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т.0,2S/0,5		активная, реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Талашкино- Красный с отпайкой на ПС Мерлино (ВЛ - 189)	ТОГФ-110 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 300/1	НДКМ-110 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т.0,2S/0,5	RTU 325T Рег. № 44626-10 УССБ-2.01 Рег. № 54074-13	активная, реактивная
21	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Смоленск-1 - Талашкино II цепь ( ВЛ - 113)	ТОГФ-110 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 500/1	НДКМ-110 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т.0,2S/0,5		активная, реактивная
24	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Талашкино - НПС-3 II цепь	ТОГФ-110 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 300/1	НДКМ-110 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т.0,2S/0,5		активная, реактивная
27	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Талашкино - Голынки с отпайками №1 (ВЛ-123)	ТОГФ-110 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 300/1	НДКМ-110 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5		активная, реактивная
28	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Талашкино - Голынки с отпайками № 2 (ВЛ-146)	ТОГФ-110 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 300/1	НДКМ-110 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5		активная, реактивная
29	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Талашкино - КС- 3-2 с отпайкой на ПС Ракитная (ВЛ-175)	ТОГФ-110 Рег. №61432-15 Кл. т. 0,2S 300/1	НДКМ-110 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5		активная, реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
30	ПС 330 кВ Талашкино, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Талашкино - КС-3-1 с отпайкой на ПС Ракитная (ВЛ-178)	ТОГФ-110 Рег. № 61432-15 Кл. т. 0,2S 300/1	НДКМ-110 УХЛ1 Рег. № 60542-15 Кл. т. 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU 325T Рег. № 44626-10 УССВ-2.01 Рег. № 54074-13	активная, реактивная
33	ПС 330 кВ Талашкино, КРУ 10 кВ яч.105 Л-1001Смол.РЭС, ЛВС.с Л-1002, ПС Одинцово	ТОЛ-СЭЩ-10 Рег. № 32139-11 Кл. т. 0,5S 300/5	НАЛИ-СЭЩ-10 У2 Рег. № 51621-12 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3	A1805RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0		активная, реактивная
37	ПС 330 кВ Талашкино, КРУ 10 кВ яч.203 Л-1006 Смол. РЭС, ЛВС. с Л-1003, ПС Одинцово ЛВС. с Л-1007, ПС Рябцево	ТОЛ-СЭЩ-10 Рег. № 32139-11 Кл. т. 0,5S 300/5	НАЛИ-СЭЩ-10 У2 Рег. № 51621-12 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3	A1805RAL- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0		активная, реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)}\%,$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_5\%,$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20}\%,$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100}\%,$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 3; 10 - 16, 19 - 21, 24, 27 - 30 ТТ - 0,2S; ТН - 0,2; Счетчик - 0,2S	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,6	±1,1	±1,0	±1,0
	0,5	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
33, 37 ТТ - 0,5S; ТН - 0,5; Счетчик - 0,5S	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±3,2	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,8	±2,4	±2,0	±2,0
	0,5	±5,6	±3,3	±2,6	±2,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)\%}, I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$d_5\%, I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 3; 10 - 16,	0,44	±2,9	±2,5	±2,0	±2,0
19 - 21, 24, 27 - 30	0,6	±2,5	±2,3	±1,8	±1,8
ТТ - 0,2S; ТН - 0,2;	0,71	±2,4	±2,2	±1,7	±1,7
Счетчик - 0,5	0,87	±2,2	±2,1	±1,7	±1,7
33, 37	0,44	±6,6	±4,9	±4,1	±4,1
ТТ - 0,5S; ТН - 0,5;	0,6	±5,1	±4,1	±3,6	±3,6
Счетчик - 1,0	0,71	±4,4	±3,8	±3,4	±3,4
	0,87	±3,9	±3,5	±3,1	±3,1

Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC ±5 с.

Примечания:

1 Погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos j = 1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos j < 1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .

2 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин).

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

4 Нормальные условия применения компонентов АИИС КУЭ:

напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;

сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos j = 0,9$  инд;

температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.

5 Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:

напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ;

сила тока от  $0,01 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$ ;

частота от 49,6 до 50,4 Гц;

температура окружающей среды:

для счетчиков, УСПД, УССВ от плюс 5 до плюс 35 °С;

для трансформаторов тока от минус 40 до плюс 50 °С;

для трансформаторов напряжения от минус 40 до плюс 50 °С.

6 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005; в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005;

7 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

счетчики Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;

УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 55 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

для счетчиков  $T_v \leq 1$  час;

для УСПД  $T_v \leq 1$  час;

для сервера  $T_v \leq 1$  час;

для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час.

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, сервере, АРМ;

организация доступа к информации 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;

фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

счетчики - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

ИВКЭ - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2.01	1
Измерительные трансформаторы тока	ТОГФ-330	9 шт.
	ТОГФ-220	12 шт.
	ТОГФ-110	33 шт.
	ТОЛ-СЭЦ-10	6 шт.
Измерительные трансформаторы напряжения	НДКМ-330 УХЛ1	9 шт.
	НДКМ-220 УХЛ1	18 шт.
	НДКМ-110 УХЛ1	12 шт.
	НАЛИ-СЭЦ-10 У2	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	A1802RAL-P4GB-DW-4	19 шт.
	A1805RAL-P4GB-DW-4	2 шт.
Руководство по эксплуатации	08/ПР/15-121394-00-КУЭ 1..РЭ	1 экз.
Паспорт-формуляр	08/ПР/15-121394-00-КУЭ 1.ФО	1 экз.
Методика (методы) измерений	БЕКВ.422231.096.МВИ	1 экз.
Методика поверки	РТ-МП-4432-500-2018	1 экз.

## **Поверка**

осуществляется по документу РТ-МП-4432-500-2018 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ Талашкино. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 19.01.2018 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения - по ГОСТ 8.216-2011;

счетчиков Альфа А1800 - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденному в 2012 г.;

УСПД RTU-325T - по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;

средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком;

«Энергомонитор» 3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39952-08;

термометр электронный «Center 315» регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22129-09.

Радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11;

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50 °С, цена деления 1 °С.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска клейма поверителя и (или) наклейки.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе БЕКВ.422231.096.МВИ «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ Талашкино».

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ Талашкино**

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

## **Изготовитель**

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

**Заявитель**

Закрытое акционерное общество «РЕГИОНАЛЬНАЯ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭНЕРГОКОМПАНИЯ - СОЮЗ» (ЗАО «РИТЭК-СОЮЗ»)

ИНН 2309005375

Адрес: 350080, г.Краснодар, Демуса, 50

Юридический адрес: 350033, Краснодар, Ставропольская, 2

Телефон: +7 (861) 260-48-00

Факс: +7 (861) 260-48-14

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д. 31

Телефон: +7(495) 544-00-00, +7(499) 129-19-11

Факс: +7(499) 124-99-96

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

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

**Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.