

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Юго-Западная»

### Назначение средства измерений

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

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 330 кВ «Юго-Западная» ОАО «ФСК ЕЭС».

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Сч или Счетчики) в части активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 и в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИБКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 (Госреестр № 37288-08), коммутационное оборудование;

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИБК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИБК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера филиала ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» – МЭС Северо-Запада (филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада) не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) со встроенным GPS-приемником, обеспечивающем синхронизацию часов сервера, при превышении порога  $\pm 1$  с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера 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. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа  $\pm 0,5$  с, а с учетом температурной составляющей –  $\pm 1,5$  с.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

## Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «АльфаЦЕНТР». ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами АИИС КУЭ.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
"АльфаЦЕНТР"	v. 11.07.01.01	e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	amrserver.exe	MD5
		745dc940a67cfcb3a1b6f5e4b17ab436	amrc.exe	
		ed44f810b77a6782abdaa6789b8c90b9	amra.exe	
		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	cdbora2.dll	
		0939ce05295fbcbbb400eeae8d0572c	encryptdll.dll	
		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	alphamess.dll	

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» по МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

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

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

№ ИИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ПС 330 кВ «Юго-Западная», ВЛ 110 кВ Юго-Западная - Мойка, Л.Юго-Западная-2	ТФЗМ-110Б-ШУ1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 2945; 2943; 2946 Госреестр № 2793-88	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 11524; 11681; 11549 Госреестр № 14205-05	ЕА02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01174448 Госреестр № 16666-07	RTU-325 зав. № 000632 Госреестр № 37288-08
2	ПС 330 кВ «Юго-Западная», ВЛ 110 кВ Новгородская ТЭЦ - Юго-Западная, Л.Ильменская-1	ТВ-110 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 4436-А; 4436-В; 4436-С Госреестр № 20644-03	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3780; 3133; 3175 Госреестр № 24218-08	ЕА02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01174439 Госреестр № 16666-07	RTU-325 зав. № 000632 Госреестр № 37288-08
3	ПС 330 кВ «Юго-Западная», ВЛ 110 кВ Юго-Западная - РП Азот, Л.Химическая-1	ТВ-110 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 4435-А; 4435-В; 4435-С Госреестр № 20644-03	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3780; 3133; 3175 Госреестр № 24218-08	ЕА02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01174431 Госреестр № 16666-07	RTU-325 зав. № 000632 Госреестр № 37288-08
4	ПС 330 кВ «Юго-Западная», ВЛ 110 кВ Юго-Западная - ПС 315, Л.Химическая-3	ТФЗМ-110Б-ШУ1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 6891; 6829; 6818 Госреестр № 2793-88	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3780; 3133; 3175 Госреестр № 24218-08	ЕА02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01174444 Госреестр № 16666-07	RTU-325 зав. № 000632 Госреестр № 37288-08
5	ПС 330 кВ «Юго-Западная», ВЛ 110 кВ Новгородская - Юго-Западная, Л.Юго-Западная-1	ТФЗМ-110Б-ШУ1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 7145; 6578; 7146 Госреестр № 2793-88	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3780; 3133; 3175 Госреестр № 24218-08	ЕА02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01174437 Госреестр № 16666-07	RTU-325 зав. № 000632 Госреестр № 37288-08
6	ПС 330 кВ «Юго-Западная», ВЛ 110 кВ Юго-Западная - Мостищи, Л.Юго-Западная-3	ТВ-110 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 4467-А; 4467-В; 4467-С Госреестр № 20644-03	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 11524; 11681; 11549 Госреестр № 14205-05	ЕА02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01174419 Госреестр № 16666-07	RTU-325 зав. № 000632 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС 330 кВ «Юго-Западная», ВЛ 110 кВ Юго-Западная - Южная, Л.Новгородская-2	ТВ-110 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 4491-А; 4491-В; 4491-С Госреестр № 20644-03	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 11524; 11681; 11549 Госреестр № 14205-05	ЕА02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01174450 Госреестр № 16666-07	RTU-325 зав. № 000632 Госреестр № 37288-08
8	ПС 330 кВ «Юго-Западная», ОВ-110 кВ	ТВ-110 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 4441-А; 4441-В; 4441-С Госреестр № 20644-03	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3780; 3133; 3175 Госреестр № 24218-08	ЕА02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01046914 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000632 Госреестр № 37288-08
9	ПС 330 кВ «Юго-Западная», ВЛ 10 кВ л.1	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 3321-А; 813-С Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктт = 10000/100 Зав. № 3308 Госреестр № 831-69	ЕА05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01050198 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000632 Госреестр № 37288-08
10	ПС 330 кВ «Юго-Западная», ВЛ 10 кВ л.3	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 5725-А; 5500-С Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктт = 10000/100 Зав. № 3308 Госреестр № 831-69	ЕА02RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01050191 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000632 Госреестр № 37288-08
11	ПС 330 кВ «Юго-Западная», ВЛ 10 кВ л.5	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 0958-А; 9366-С Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктт = 10000/100 Зав. № 3811 Госреестр № 831-69	ЕА05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01053689 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000632 Госреестр № 37288-08
12	ПС 330 кВ «Юго-Западная», ВЛ 10 кВ л.7	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 1850-А; 1857-С Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктт = 10000/100 Зав. № 3811 Госреестр № 831-69	ЕА05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01050194 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000632 Госреестр № 37288-08
13	ПС 330 кВ «Юго-Западная», ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Юго-Западная - НПС-7 №1	ТГФМ-110 II* кл.т 0,2S Ктт = 500/1 Зав. № 5602; 5603; 5604 Госреестр № 36672-08	НДКМ-110 кл.т 0,2 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 214; 216; 215 Госреестр № 38002-08	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01222473 Госреестр № 31857-11	RTU-325 зав. № 000632 Госреестр № 37288-08
14	ПС 330 кВ «Юго-Западная», ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Юго-Западная - НПС-7 №2	ТГФМ-110 II* кл.т 0,2S Ктт = 500/1 Зав. № 5605; 5606; 5607 Госреестр № 36672-08	НДКМ-110 кл.т 0,2 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 217; 218; 219 Госреестр № 38002-08	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01222472 Госреестр № 31857-11	RTU-325 зав. № 000632 Госреестр № 37288-08
15	ПС 330 кВ «Юго-Западная», ВЛ 330 кВ Новгородская ТЭЦ - Юго-Западная, (Л-407)	ТГФ-330 II* кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 Зав. № 67,69,68 Госреестр № 44699-10	VCU-362 кл.т 0,2 Ктт = (330000/√3)/(100/√3) Зав. № 794095; 794094; 794093 Госреестр № 37847-08	ЕА02RAL-P3B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01046915 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000632 Госреестр № 37288-08

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$ ,	$\delta_5\%$ ,	$\delta_{20\%}$ ,	$\delta_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 6 – 7 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	-	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,5
	0,5	-	±5,4	±2,9	±2,2
2 – 5, 8 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	±1,7	±0,9	±0,7
	0,9	-	±2,2	±1,2	±0,8
	0,8	-	±2,8	±1,4	±1,0
	0,7	-	±3,4	±1,8	±1,3
	0,5	-	±5,3	±2,7	±1,9
9 – 12 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,8	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,3
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
13 – 14, 15 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,0	±0,6	±0,5	±0,5
	0,9	±1,1	±0,7	±0,5	±0,5
	0,8	±1,3	±0,8	±0,6	±0,6
	0,7	±1,5	±0,9	±0,7	±0,7
	0,5	±2,0	±1,3	±0,9	±0,9
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$ ,	$\delta_5\%$ ,	$\delta_{20\%}$ ,	$\delta_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 6 – 7 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,4	±3,5	±2,6
	0,8	-	±4,4	±2,4	±1,8
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,5
	0,5	-	±2,6	±1,5	±1,2
2 – 5, 8 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	-	±6,3	±3,2	±2,2
	0,8	-	±4,3	±2,2	±1,6
	0,7	-	±3,4	±1,8	±1,3
	0,5	-	±2,5	±1,4	±1,0
9 – 12 (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,6	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,6	±2,6	±2,1
	0,7	-	±3,7	±2,2	±1,8
	0,5	-	±2,9	±1,8	±1,5
13 – 14, 15 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±3,8	±1,6	±1,2	±1,2
	0,8	±2,8	±1,3	±0,9	±0,9
	0,7	±2,4	±1,1	±0,8	±0,8
	0,5	±2,1	±1,0	±0,7	±0,7

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$ ,	$\delta_5 \%$ ,	$\delta_{20\%}$ ,	$\delta_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 6 – 7 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
2 – 5, 8 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	-	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	-	±5,3	±2,8	±2,0
9 – 12 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,6
13 – 14, 15 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,8	±0,8
	0,7	±1,6	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,1	±1,4	±1,1	±1,1
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$ ,	$\delta_5 \%$ ,	$\delta_{20\%}$ ,	$\delta_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$ %
1, 6 – 7 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,5	±2,5	±2,0
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,7
	0,5	-	±2,8	±1,7	±1,4
2 – 5, 8 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	-	±6,4	±3,3	±2,4
	0,8	-	±4,4	±2,4	±1,8
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,5
	0,5	-	±2,7	±1,6	±1,3
9 – 12 (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±7,2	±4,0	±3,1
	0,8	-	±5,2	±3,1	±2,6
	0,7	-	±4,3	±2,7	±2,3
	0,5	-	±3,5	±2,3	±2,1
13 – 14, 15 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±5,6	±2,1	±1,5	±1,4
	0,8	±4,3	±1,7	±1,2	±1,2
	0,7	±3,7	±1,6	±1,1	±1,1
	0,5	±3,2	±1,4	±1,1	±1,1

Примечания:

1. Погрешность измерений  $\delta_{I(2)\%P}$  и  $\delta_{I(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi=1,0$  нормируется от  $I_1\%$ , а погрешность измерений  $\delta_{I(2)\%P}$  и  $\delta_{I(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi<1,0$  нормируется от  $I_2\%$ ;
2. Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
3. Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от  $0,99 \cdot U_n$  до  $1,01 \cdot U_n$ ;
  - диапазон силы тока - от  $0,01 \cdot I_n$  до  $1,2 \cdot I_n$ ;
  - температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус  $40^\circ\text{C}$  до  $50^\circ\text{C}$ ; счетчиков -от  $18^\circ\text{C}$  до  $25^\circ\text{C}$ ; УСПД - от  $10^\circ\text{C}$  до  $30^\circ\text{C}$ ; ИВК - от  $10^\circ\text{C}$  до  $30^\circ\text{C}$ ;
  - частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;
  - магнитная индукция внешнего происхождения, не более  $0,05$  мТл.
4. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от  $0,9 \cdot U_{n1}$  до  $1,1 \cdot U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока - от  $0,01 \cdot I_{n1}$  до  $1,2 \cdot I_{n1}$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус  $30^\circ\text{C}$  до  $35^\circ\text{C}$ .

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от  $0,9 \cdot U_{n2}$  до  $1,1 \cdot U_{n2}$ ; диапазон силы вторичного тока - от  $0,01 \cdot I_{n2}$  до  $1,2 \cdot I_{n2}$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $10^\circ\text{C}$  до  $30^\circ\text{C}$ ;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более -  $0,5$  мТл.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.
6. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов;
- счетчик электроэнергии "Альфа А1800" – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчиков;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчиках;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчики – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 5 лет;
- ИВК – 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 3 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование СИ	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1. ТТ	ТФЗМ-110Б-ШУ1	9
2. ТТ	ТВ-110	15
3. ТТ	ТЛМ-10	8
4. ТТ	ТГФМ-110 П*	6
5. ТТ	ТГФ-330 П*	1
6. ТН	НКФ-110-57	3
7. ТН	НАМИ-110 УХЛ1	3
8. ТН	НТМИ-10-66	2

*Продолжение таблицы 4*

9. ТН	НДКМ-110	6
10. ТН	VCU-362	3
11. Счетчик	EA02RAL-P4B-4W	8
12. Счетчик	EA02RAL-P3B-4W	1
13. Счетчик	EA05RAL-B-4	4
14. Счетчик	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	2
15. УСПД	RTU-325	1
16. Методика поверки	1750/500-2013	1
17. Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.020.07.ПС- ФО	1

## Поверка

осуществляется по документу МП 1750/500-2013 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Юго-Западная». Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" 17.09.2013 г.

### Перечень основных средств поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки" и/или МИ 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";
- для УСПД RTU-325 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU -325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005МП.», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- для счетчиков ЕвроАЛЬФА – по методике поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003г.;
- для счетчиков «Альфа А1800» - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по МИ 3000-2006.

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

Методика измерений приведена в документе: "Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Юго-Западная»

Свидетельство об аттестации методики измерений 01.00252/079-2013 от 17.09.2013 г.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Юго-Западная»**

1. ГОСТ 22261-94 с изм. "Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия".
2. ГОСТ 34.601-90 "Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания".
3. ГОСТ Р 8.596-2002 "ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения".
4. ГОСТ 7746-2001 "Трансформаторы тока. Общие технические условия".
5. ГОСТ 1983-2001 "Трансформаторы напряжения. Общие технические условия".
6. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S".
7. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии".

## **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

Открытое акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ОАО "ФСК ЕЭС")

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

Тел.: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр  
"ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ" (ООО «ИЦ ЭАК»)

Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Тел.: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

**Испытательный центр**

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

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 года.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. "\_\_\_\_\_" 2013 г.