

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 2002 от 26.12.2016 г.)

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Окуловская» (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 «Окуловская» ОАО «ФСК ЕЭС».

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной 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 - Счетчики) в части активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 и в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 25035-83, ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства передачи данных;

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

3-ий 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 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).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени; 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, обеспечивающим синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 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 ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, на ± 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 ± 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 данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

Таблица 1.1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (АльфаЦЕНТР)	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.07.01.01	
Цифровой идентификатор ПО	e357189aea0466e98b0221dee68d12	745dc940a67cfeb3a1b6f5e4b17ab436
Другие идентификационные данные	amrserver.exe	amrc.exe

Таблица 1.2

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (АльфаЦЕНТР)	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.07.01.01	
Цифровой идентификатор ПО	ed44f810b77a6782abdaa6789b8c90b9	0ad7e99fa26724e65102e215750c655a
Другие идентификационные данные	amra.exe	cdbora2.dll

Таблица 1.3

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (АльфаЦЕНТР)	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.07.01.01	
Цифровой идентификатор ПО	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd
Другие идентификационные данные	encryptdll.dll	alphamess.dll

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляют 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 «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав 1-ого и 2-ого 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 «Окуловская», ВЛ 110 кВ Окуловская - Торбино с отп. на ПС Боровенка Л.Вешерская-6	ТВ-110/20 кл.т 3,0 Ктт = 600/5 Зав. № 2229-А; 2229-В; 2229-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57-У1 Кл.т 0,5 Ктт= (110000/√3)/(100/√3) Зав. №1054155; 1054172; 1054176 Госреестр № 14205-94	ЕА02РАL-Р4В-4 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01090374 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
2	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 110 кВ Окуловская - Заозерье, Л.Вишерская-7	ТВ-110/20 кл.т 3,0 Ктт = 600/5 Зав. № 2083-А; 2083-В; 2083-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57-У1 Кл.т 0,5 Ктт= (110000/√3)/(100/√3) Зав. №1054168; 1054145; 1054116 Госреестр № 14205-94	ЕА02РАL-Р4В-4 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01100355 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
3	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 110 кВ Окуловская - Прогресс с отп. на ПС Парахино, Кулотино, Сельская, Огнеупоры, Л.Боровичская-1	ТВ-110/20 кл.т 3,0 Ктт = 600/5 Зав. № 2028-А; 2028-В; 2028-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57-У1 Кл.т 0,5 Ктт= (110000/√3)/(100/√3) Зав. №1054168; 1054145; 1054116 Госреестр № 14205-94	ЕА02РАL-Р4В-4 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01100380 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 110 кВ Окуловская - Прогресс с отп. на ПС Парахино, Кулотино, Сельская, Огнеупоры, Л.Боровичская-2	ТВ-110/20 кл.т 3,0 Ктт = 600/5 Зав. № 2026-А; 2026-В; 2026-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57-У1 Кл.т 0,5 Ктт= (110000/√3)/(100/√3) Зав. №1054155; 1054172; 1054176 Госреестр № 14205-94	ЕА02РАL-Р4В-4 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01100369 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
5	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 110 кВ Окуловская - Окуловка-тяговая I цепь, Л.Окуловская- 1	ТВ-110/20 кл.т 3,0 Ктт = 600/5 Зав. № 2022-А; 2022-В; 2022-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57-У1 Кл.т 0,5 Ктт= (110000/√3)/(100/√3) Зав. №1054168; 1054145; 1054116 Госреестр № 14205-94	ЕА02РАL-Р4В-4 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01100342 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
6	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 110 кВ Окуловская - Ручьи, Л.Крестецкая-1	ТВ-110/20 кл.т 3,0 Ктт = 600/5 Зав. № 1958-А; 1958-В; 1958-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57-У1 Кл.т 0,5 Ктт= (110000/√3)/(100/√3) Зав. №1054168; 1054145; 1054116 Госреестр № 14205-94	ЕА02РАL-Р4В-4 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01090395 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
7	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 110 кВ Окуловская - Новая, Л.Окуловская-4	ТВ-110/20 кл.т 3,0 Ктт=600/5 Зав. № 3916-А; 3916-В; 3916-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57-У1 Кл.т 0,5 Ктт= (110000/√3)/(100/√3) Зав. №1054155; 1054172; 1054176 Госреестр № 14205-94	ЕА02РАL-Р4В-4 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01100370 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
8	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 110 кВ Окуловская - Газовая, Л.Окуловская-3	ТВ-110/20 кл.т 3,0 Ктт = 600/5 Зав. № 2667-А; 2667-В; 2667-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57-У1 Кл.т 0,5 Ктт= (110000/√3)/(100/√3) Зав. №1054168; 1054145; 1054116 Госреестр № 14205-94	ЕА02РАL-Р4В-4 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01100381 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
9	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 110 кВ Окуловская - Окуловка-тяговая II цепь, Л.Окуловская- 2	ТВ-110/20 кл.т 3,0 Ктт = 600/5 Зав. № 1957-А; 1957-В; 1957-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57-У1 Кл.т 0,5 Ктт= (110000/√3)/(100/√3) Зав. №1054155; 1054172; 1054176 Госреестр № 14205-94	ЕА02РАL-Р4В-4 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01100338 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 110 кВ Окуловская - Прогресс с отп. на ПС Рудничная, Л.Боровичская-3	ТВ-110/20 кл.т 3,0 Ктт = 600/5 Зав. № 12590-А; 12590-В; 12590-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57-У1 Кл.т 0,5 Ктт= (110000/√3)/(100/√3) Зав. №1054168; 1054145; 1054116 Госреестр № 14205-94	ЕА02РАL-Р4В-4 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01176439 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
11	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 110 кВ Окуловская - Прогресс, Л.Боровичская-4	ТВ-110/20 кл.т 3,0 Ктт = 600/5 Зав. № 12589-А; 12589-В; 12589-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57-У1 Кл.т 0,5 Ктт= (110000/√3)/(100/√3) Зав. №1054155; 1054172; 1054176 Госреестр № 14205-94	ЕА02РАL-Р4В-4 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01100413 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
12	ПС 330 кВ Окуловская, ОРУ- 110 кВ ОВ-110 кВ	ТВ-110/20 кл.т 1,0 Ктт=1000/5 Зав. № 1858-А; 1858-В; 1858-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57-У1 Кл.т 0,5 Ктт= (110000/√3)/(100/√3) Зав. №1054168; 1054145; 1054116 Госреестр № 14205-94	ЕА02РАL-Р4В-4 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01100419 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
13	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 10 кВ л.35	ТОЛ-10-1 кл.т 0,5S Ктт=300/5 Зав. № 2757; 2756; 2755 Госреестр № 15128-07	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктт=10000/100 Зав. № 0458 Госреестр № 16687-02	ЕА02РАL-Р4В-4 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01126627 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
14	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 10 кВ л.21	ТОЛ-10-1 кл.т 0,5S Ктт=300/5 Зав. № 4134; 7051; 8059 Госреестр № 15128-07	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктт=10000/100 Зав. № 0468 Госреестр № 16687-02	ЕА05RL-BN-3 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01112576 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
15	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 10 кВ л.15	ТОЛ-10-1 кл.т 0,5S Ктт=300/5 Зав. № 7945; 7765; 8051 Госреестр № 15128-07	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктт=10000/100 Зав. № 0468 Госреестр № 16687-02	ЕА05RL-BN-3 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01112580 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 10 кВ л.14	ТОЛ-10-1 кл.т 0,5S Ктт=300/5 Зав. № 7479; 7131; 7132 Госреестр № 15128-07	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктт=10000/100 Зав. № 0468 Госреестр № 16687-02	ЕА05RL-BN-3 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01112581 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
17	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 10 кВ л.11	ТОЛ-10-1 кл.т 0,5S Ктт=300/5 Зав. № 7476; 7764; 7503 Госреестр № 15128-07	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктт=10000/100 Зав. № 0468 Госреестр № 16687-02	ЕА05RL-BN-3 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01112574 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
18	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 10 кВ л.40	ТОЛ-10-1 кл.т 0,5S Ктт=300/5 Зав. № 7130; 7477; 7238 Госреестр № 15128-07	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктт=10000/100 Зав. № 0458 Госреестр № 16687-02	ЕА05RL-BN-3 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01112582 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
19	ПС 330 кВ «Окуловская», ВЛ 10 кВ л.29	ТОЛ-10-1 кл.т 0,5S Ктт=300/5 Зав. № 6153; 4437; 4436 Госреестр № 15128-07	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктт=10000/100 Зав. № 0468 Госреестр № 16687-02	ЕА05RL-BN-3 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01112571 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
20	ПС 330 кВ «Окуловская», яч. № 9 ЗРУ 10 кВ (КВЛ 10 кВ л.5)	ТОЛ-10-1 кл.т 0,5S Ктт=300/5 Зав. № 1225; 4414; 4623 Госреестр № 15128-07	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктт=10000/100 Зав. № 0468 Госреестр № 16687-02	ЕА05RL-BN-3 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01112577 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08
21	ПС 330 кВ «Окуловская», яч. № 16 ЗРУ 10 кВ (КВЛ 10 кВ л.38)	ТОЛ-10-1 кл.т 0,5S Ктт=300/5 Зав. № 13055; 4007; 4153 Госреестр № 15128-07	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктт=10000/100 Зав. № 0458 Госреестр № 16687-02	ЕА05RL-BN-3 Кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01112575 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000630 Госреестр № 37288-08

Таблица 3 - Метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		$\delta_{1(2)\%}$, %	$\delta_{5\%}$, %	$\delta_{20\%}$, %	$\delta_{100\%}$, %
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
12 (Счетчик 0,2S; ТТ 1,0; ТН 0,5)	1,0	-	±3,4	±1,8	±1,3
	0,9	-	±4,4	±2,3	±1,6
	0,8	-	±5,5	±2,8	±2,0
	0,7	-	±6,8	±3,5	±2,4
	0,5	-	±10,6	±5,4	±3,7
1 - 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 3,0; ТН 0,5)	1,0	-	-	-	±3,3
	0,9	-	-	-	±4,3
	0,8	-	-	-	±5,4
	0,7	-	-	-	±6,7
	0,5	-	-	-	±10,5
13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,3	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,9	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,5	±2,0	±1,5	±1,5
	0,5	±5,4	±3,0	±2,2	±2,2
14-21 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±2,1	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,5	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±3,0	±1,7	±1,3	±1,3
	0,7	±3,6	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,1	±2,3	±2,3
Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		$\delta_{1(2)\%}$, %	$\delta_{5\%}$, %	$\delta_{20\%}$, %	$\delta_{100\%}$, %
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
12 (Счетчик 0,5; ТТ 1,0; ТН 0,5)	0,9	-	±12,4	±6,4	±4,4
	0,8	-	±8,4	±4,3	±3,0
	0,7	-	±6,6	±3,4	±2,4
	0,5	-	±4,8	±2,5	±1,8
1 - 11 (Счетчик 0,5; ТТ 3,0; ТН 0,5)	0,9	-	-	-	±11,9
	0,8	-	-	-	±7,7
	0,7	-	-	-	±5,7
	0,5	-	-	-	±3,4
13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±7,0	±3,5	±2,6	±2,6
	0,8	±4,9	±2,5	±1,8	±1,8
	0,7	±3,9	±2,0	±1,5	±1,5
	0,5	±3,0	±1,6	±1,2	±1,2
14-21 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±8,7	±3,9	±2,8	±2,8
	0,8	±6,3	±2,9	±2,1	±2,1
	0,7	±5,3	±2,5	±1,8	±1,8
	0,5	±4,3	±2,0	±1,5	±1,5

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		$\delta_{1(2)} \%$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
12 (Счетчик 0,2S; ТТ 1,0; ТН 0,5)	1,0	-	±3,4	±1,9	±1,4
	0,9	-	±4,4	±2,3	±1,7
	0,8	-	±5,5	±2,9	±2,1
	0,7	-	±6,8	±3,5	±2,5
	0,5	-	±10,6	±5,4	±3,8
1 - 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 3,0; ТН 0,5)	1,0	-	-	-	±3,4
	0,9	-	-	-	±4,4
	0,8	-	-	-	±5,5
	0,7	-	-	-	±6,8
	0,5	-	-	-	±10,6
13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,0	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3
14-21 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±2,4	±1,7	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,3	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,9	±2,5	±2,0	±2,0
	0,5	±5,7	±3,4	±2,6	±2,6
Номер ИИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		$\delta_{1(2)} \%$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
12 (Счетчик 0,5; ТТ 1,0; ТН 0,5)	0,9	-	±12,5	±6,4	±4,5
	0,8	-	±8,5	±4,4	±3,1
	0,7	-	±6,7	±3,5	±2,5
	0,5	-	±4,9	±2,6	±2,0
1 - 11 (Счетчик 0,5; ТТ 3,0; ТН 0,5)	0,9	-	-	-	±12,0
	0,8	-	-	-	±7,8
	0,7	-	-	-	±5,8
	0,5	-	-	-	±3,5
13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±8,1	±3,8	±2,7	±2,7
	0,8	±5,8	±2,7	±2,0	±2,0
	0,7	±4,8	±2,3	±1,7	±1,7
	0,5	±3,9	±1,9	±1,4	±1,4
14-21 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±12,1	±4,8	±3,3	±3,1
	0,8	±9,0	±3,8	±2,7	±2,6
	0,7	±7,7	±3,3	±2,4	±2,3
	0,5	±6,5	±2,9	±2,2	±2,1

Примечания:

1. Погрешность измерений $\delta_{1,2} \%$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $\delta_{1,2} \%$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$;

2. Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

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

4. Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от 0,99 до $1,01 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от 0,01 до $1,2 \cdot I_n$;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до плюс 50 °С; счетчиков - 18 °С до 25 °С; УСПД - от 10 до 30 °С; ИВК - от 10 до 30 °С;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

5. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

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

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от 0,9 до $1,1 \cdot U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - от 0,01 до $1,2 \cdot I_{n2}$;
- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 до 30 °С.
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

7. 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 "ЕвроАЛЬФА" - среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов;

- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты;

- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

- 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 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

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 средства измерений

Наименование СИ	Тип	Количество, шт
1	2	3
ТТ	ТОЛ-10-1	27
ТТ	ТВ-110/20	33
ТТ	ТВ-110/50	3
ТН	НКФ-110-57- У1	6
ТН	НАМИТ-10	4
Счетчик	ЕА02RAL-P4B-4	13
Счетчик	ЕА05RL-BN-3	8
УСПД	RTU-325	1
Методика поверки	МП 1748/500-2013	1
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.020.08.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1748/500-2013 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Окуловская». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17.09.2013 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- для трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «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 счетчиков электроэнергии «Альфа А1800» - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- для УСПД RTU-325T - по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2010 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.

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

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Окуловская»

Свидетельство об аттестации методики измерений 762/446-01.00229.-2010 от 13.12.2010 г.

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

ГОСТ 22261-94 с изм. 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 Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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 измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические 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

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

ИНН 4716016979

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 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.

« ____ » _____ 2017 г.