

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Филиала «Каширская ГРЭС» ОАО «Интер РАО – Электрогенерация»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Филиала «Каширская ГРЭС» ОАО «Интер РАО – Электрогенерация» (далее по тексту – АИИС КУЭ Каширской ГРЭС) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ Каширской ГРЭС» представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему, которая состоит из измерительно-информационных комплексов (ИИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

АИИС КУЭ Каширской ГРЭС» решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- сбор информации от системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4, зарегистрированной под № 40249-08 в реестре средств измерений (СИ) Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) по ИИК номер 1.36.3, 1.36.4, 1.36.6, 1.36.8, 1.36.9 посредством электронной почты;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла);
- ведение журналов событий ИИК, ИВКЭ и ИВК;
- контроль достоверности измерений на основе анализа пропуска данных и анализ журнала событий ИИК;
- формирование защищенного от несанкционированных изменений архива результатов измерений, с указанием времени проведения измерений и времени поступления данных в электронный архив, формирование архива технической и служебной информации;
- передача результатов измерений (один раз в сутки) в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭ);
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны организаций-участников ОРЭ (по запросу);
- организация доступа к технической и служебной информации (по запросу);
- синхронизация времени в автоматическом режиме всех элементов ИИК, ИВКЭ и ИВК с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ);
- автоматизированный контроль работоспособности программно-технических средств АИИС КУЭ Каширской ГРЭС;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения (ПО) и данных от потери информации и от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (резервирование базы данных, установка пломб, паролей и т.п.);
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ.

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ Каширской ГРЭС приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ Каширской ГРЭС

Но- мер ИК	Наименование присоединения	Состав и характеристики СИ, входящих в состав ИК (тип, коэффициент, класс точности, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ)			
		1 уровень – ИИК			2 уровень
		ТТ <sup>1)</sup>	ТН <sup>1)</sup>	СЧ <sup>1)</sup>	ИВКЭ
1	2	3	4	5	6
1.1	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая	ТВ-220 К <sub>тт</sub> =1000/5 КТ=0,5 19720-00	НКФ-220 К <sub>тн</sub> =(220000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26453-08	EPQS 122.23.27LL КТ=0,2S/1,0 25971-06	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №1)
1.2	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС	ТВ-220 К <sub>тт</sub> =1000/5 КТ=0,5 19720-00	НКФ-220 К <sub>тн</sub> =(220000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26453-08	EPQS 122.23.27LL КТ=0,2S/1,0 25971-06	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №1)
1.3	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Пахра	ТВ-220 К <sub>тт</sub> =1000/5 КТ=0,5 19720-00	НКФ-220 К <sub>тн</sub> =(220000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26453-04	EPQS 122.23.27LL КТ=0,2S/1,0 25971-06	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №2)
1.4	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Образцово	ТВ-220 К <sub>тт</sub> =1000/5 КТ=0,5 19720-00	НКФ-220 К <sub>тн</sub> =(220000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26453-04	EPQS 122.23.27LL КТ=0,2S/1,0 25971-06	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №2)
1.5	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Ока I цепь	ТВ-220 К <sub>тт</sub> =1000/1 КТ=0,5 19720-00	НКФ-220 К <sub>тн</sub> =(220000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26453-08	EPQS 124.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №2)
1.6	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Ока II цепь	ТВ-220 К <sub>тт</sub> =1000/1 КТ=0,5 19720-00	НКФ-220 К <sub>тн</sub> =(220000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26453-04	EPQS 124.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №2)
1.7	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Голутвин	ТВ-220 К <sub>тт</sub> =1000/1 КТ=0,5 19720-00	НКФ-220 К <sub>тн</sub> =(220000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26453-04	EPQS 124.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №1)
1.8	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Федино	ТВ-220 К <sub>тт</sub> =1000/1 КТ=0,5 19720-00	НКФ-220 К <sub>тн</sub> =(220000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26453-04	EPQS 124.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №1)

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
1.9	ШОВ 220 кВ 1-2 секции	ТВ-220 К <sub>ТТ</sub> =1000/5 КТ=0,5 19720-00	НКФ-220 К <sub>ТН</sub> =(220000/ÖБ)/ (100/ÖБ) КТ=0,5 26453-04	EPQS 122.23.27LL КТ=0,2S/1,0 25971-06	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №1)
1.10	ОВ 3-4 220 кВ 3-4 секции	ТВ-220 К <sub>ТТ</sub> =1000/1 КТ=0,5 19720-00	НКФ-220 К <sub>ТН</sub> =(220000/ÖБ)/ (100/ÖБ) КТ=0,5 26453-04	EPQS 124.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №2)
1.11	Фидер №1 РТСН-1 КРУЭ-500 кВ (Резервное питание СН 6 кВ КРУЭ-500 кВ)	ТЛО-10 К <sub>ТТ</sub> =100/5 КТ=0,2 25433-08	ЗНОЛ.06-6 К <sub>ТН</sub> =(6000/ÖБ)/ (100/ÖБ) КТ=0,5 3344-04	EPQS 122.21.18LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №7)
1.12	Фидер №2 РТСН-2 КРУЭ-500 кВ (Резервное питание СН 6 кВ КРУЭ-500 кВ)	ТЛМ-10 К <sub>ТТ</sub> =300/5 КТ=0,5S 2473-05	ЗНОЛ.06-6 К <sub>ТН</sub> =(6000/ÖБ)/ (100/ÖБ) КТ=0,5 3344-04	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №9)
1.13	Т-22 20/6/6 кВ	ТВТ-35М К <sub>ТТ</sub> =1500/5 КлТ=0,5 3642-73	ЗНОМ-20-63 К <sub>ТН</sub> =(20000/√3)/ (100/√3) КлТ=0,5 1593-62	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №6)
1.14	Т-23 20/6/6 кВ	GSR 540/380 К <sub>ТТ</sub> =1500/5 КлТ=0,2S 25477-03	ЗНОЛ.06-20 К <sub>ТН</sub> =(20000/√3)/ (100/√3) КлТ=0,5 3344-04	EPQS 122.21.18LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №7)
1.15	ТВ-3 20/6 кВ	ТПУ 60.13 К <sub>ТТ</sub> =300/5 КлТ=0,2 54944-13	ЗНОЛ.06-20 К <sub>ТН</sub> =(20000/√3)/ (100/√3) КлТ=0,5 3344-04	EPQS 122.21.18LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №7)
1.16	КЛ 220 кВ АТ-9	ВСТ К <sub>ТТ</sub> =1600/1 КТ=0,2S 17869-05	НКФ-220 К <sub>ТН</sub> =(220000/ÖБ)/ (100/ÖБ) КТ=0,5 26453-08	EPQS 113.21.18LL КТ=0,2S/1,0 25971-06	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №2)
2.1	ВЛ 110 кВ Кашира–Стрелецкая I	ВСТ К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5 17869-05	НКФ-110 К <sub>ТН</sub> =(110000/ÖБ)/ (100/ÖБ) КТ=0,5 26452-06	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №3)

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
2.2	ВЛ 110 кВ Кашира-Стрелецкая II	ВСТ К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5 17869-05	НКФ-110 К <sub>ТН</sub> =(110000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26452-06	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №3)
2.3	ВЛ 110 кВ Кашира- Сидорово с отпайкой	ВСТ К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5 17869-05	НКФ-110 К <sub>ТН</sub> =(110000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26452-06	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №3)
2.4	ВЛ 110 кВ Кашира-Жилёво	ВСТ К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5 17869-05	НКФ-110 К <sub>ТН</sub> =(110000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26452-06	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №3)
2.5	ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС – Алеево	ВСТ К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5 17869-05	НКФ-110 К <sub>ТН</sub> =(110000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26452-06	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №3)
2.6	ВЛ 110кВ Кашира-Малино	ВСТ К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5 17869-05	НКФ-110 К <sub>ТН</sub> =(110000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26452-06	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №3)
2.7	ВЛ 110 кВ Кашира-Озёры	ВСТ К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5 17869-05	НКФ-110 К <sub>ТН</sub> =(110000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26452-06	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №4)
2.8	ВЛ 110 кВ Кашира-Клишино	ВСТ К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5 17869-05	НКФ-110 К <sub>ТН</sub> =(110000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26452-06	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №4)
2.9	ВЛ 110 кВ Кашира-Мордвес	ВСТ К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5 17869-05	НКФ-110 К <sub>ТН</sub> =(110000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26452-06	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №4)
2.10	ВЛ 110 кВ Кашира- Ожерелье I с отпайкой	ВСТ К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5 17869-05	НКФ-110 К <sub>ТН</sub> =(110000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26452-06	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №4)

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
2.11	ВЛ 110 кВ Кашира– Ожерелье II с отпайкой	ВСТ К <sub>ТТ</sub> =600/5 КТ=0,5 17869-05	НКФ-110 К <sub>ТН</sub> =(110000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26452-06	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №4)
2.12	ВЛ 35кВ Кашира–Город I с отп.	ТВЭ-35 УХЛ2 К <sub>ТТ</sub> =300/5 КТ=0,2S 13158-04	ЗНОМ-35-65 К <sub>ТН</sub> =(35000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 912-07	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №5)
2.13	ВЛ 35кВ Кашира–Город II с отп.	ТВЭ-35 УХЛ2 К <sub>ТТ</sub> =300/5 КТ=0,2S 13158-04	ЗНОМ-35-65 К <sub>ТН</sub> =(35000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 912-07	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №5)
2.14	Тр-р №1 6/0,4 кВ ООО «Кашира- Агросервис»	ТЛМ-10 К <sub>ТТ</sub> =300/5 КТ=0,5 2473-05	ЗНОЛ.06-6 К <sub>ТН</sub> =(6000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 3344-04	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №9)
2.15	Тр-р №2 6/0,4 кВ ООО «Кашира- Агросервис»	ТВЛМ-10 К <sub>ТТ</sub> =150/5 КТ=0,5 1856-63	ЗНОЛ.06-6 К <sub>ТН</sub> =(6000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 3344-04	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №9)
2.16	Ф. 1 «Фекальная насосная №2»	ТПЛ-10 К <sub>ТТ</sub> =150/5 КТ=0,5 1276-59	НТМИ-6-66 К <sub>ТН</sub> =6000/100 КТ=0,5 2611-70	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №11)
2.17	Ф. 2 «Фекальная насосная №2»	ТПЛ-10 К <sub>ТТ</sub> =150/5 КТ=0,5 1276-59	НТМИ-6-66 К <sub>ТН</sub> =6000/100 КТ=0,5 2611-70	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №11)
2.18	Тр-р №1 6/0.4 кВ ОАО «НИЦ АЭС»	ТПЛ-10 К <sub>ТТ</sub> =150/5 КТ=0,5 1276-59	НТМИ-6-66 К <sub>ТН</sub> =6000/100 КТ=0,5 2611-70	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №11)
2.19	Торговый дом «Центральный» Ф. 1	ТК-20 К <sub>ТТ</sub> =300/5 КТ=0,5 1407-60	–	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №12)
2.20	Торговый дом «Центральный» Ф. 2	Т-0,66 М У3 К <sub>ТТ</sub> =100/5 КТ=0,5 17551-06	–	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №12)

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
2.21	ГСК «Сигнал-08»	Т-0,66 М У3 Ктт=150/5 КТ=0,5 17551-06	–	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №13)
2.22	ОАО «Вымпел-Коммуникации»	Т-0,66 М У3 Ктт=40/5 КТ=0,5 17551-06	–	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №11)
2.23	Городской фидер №4	ТПОЛ-10 Ктт=250/5 КТ=0,5 1261-08	ЗНОЛ.06-3 Ктн=(3000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 46738-11	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №5)
2.24	Городской фидер №5	ТПОЛ-10 Ктт=400/5 КТ=0,5 1261-08	НТМИ-6 Ктн=3000/100 КТ=0,5 380-49	EPQS 111.23.27LL КТ=0,2S/1,0 25971-06	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №10)
2.25	Городской фидер №6	ТПОЛ-10 Ктт=400/5 КТ=0,5 1261-08	НТМИ-6-66 Ктн=3000/100 КТ=0,5 2611-70	EPQS 111.23.27LL КТ=0,2S/1,0 25971-06	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №10)
2.26	Городской фидер №14	ТПЛ-10 Ктт=150/5 КТ=0,5 1276-59	НТМИ-6-66 Ктн=3000/100 КТ=0,5 2611-70	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №10)
2.27	Спасательная станция на реке	–	–	EPQS 136.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №3)
2.28	Ф. 2 ООО «Промстрой»	ТПЛ-10 Ктт=200/5 КТ=0,5 1276-59	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 КТ=0,5 2611-70	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №4)
2.29	ОВ 110 кВ 1-2	ВСТ Ктт=1200/5 КТ=0,5 17869-05	НКФ-110 Ктн=(110000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26452-06	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №3)
2.30	ОВ 110 кВ 3-4	ВСТ Ктт=1200/5 КТ=0,5 17869-05	НКФ-110 Ктн=(110000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 26452-06	EPQS 122.21.12LL КТ=0,5S/1,0 25971-03	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №4)
1	Блок 1	ТШЛ 20 Ктт=12000/5 КТ=0,5 1837-63	ЗНОМ-20-63 Ктн=(20000/ÖВ)/ (100/ÖВ) КТ=0,5 1593-62	EPQS 122.23.27LL КТ=0,2S/1,0 25971-06	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №6)

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
2Г	Блок 2	ТШЛ 20 К <sub>ТТ</sub> =12000/5 К <sub>Т</sub> =0,5 1837-63	ЗНОМ-20-63 К <sub>ТН</sub> =(20000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К <sub>Т</sub> =0,5 1593-62	EPQS 122.23.27LL К <sub>Т</sub> =0,2S/1,0 25971-06	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №6)
3Г	Блок 3	GSR 810/650 К <sub>ТТ</sub> =12000/5 К <sub>Т</sub> =0,2 25477-03	ЗНОЛ.06-20 К <sub>ТН</sub> =(20000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К <sub>Т</sub> =0,5 3344-04	EPQS 122.23.27LL К <sub>Т</sub> =0,2S/1,0 25971-06	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №7)
4	Блок 4	ТШЛ 20 К <sub>ТТ</sub> =12000/5 К <sub>Т</sub> =0,2 1837-63	ЗНОМ-20-63 К <sub>ТН</sub> =(20000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К <sub>Т</sub> =0,5 1593-62	EPQS 122.23.27LL К <sub>Т</sub> =0,2S/1,0 25971-06	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №8)
5	Блок 5	ТШЛ 20 К <sub>ТТ</sub> =12000/5 К <sub>Т</sub> =0,5 1837-63	ЗНОМ-20-63 К <sub>ТН</sub> =(20000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К <sub>Т</sub> =0,5 1593-62	EPQS 122.23.27LL К <sub>Т</sub> =0,2S/1,0 25971-06	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №8)
6	Блок 6	ТШЛ 20 К <sub>ТТ</sub> =12000/5 К <sub>Т</sub> =0,2 1837-63	ЗНОМ-20-63 К <sub>ТН</sub> =(20000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К <sub>Т</sub> =0,5 1593-62	EPQS 122.23.27LL К <sub>Т</sub> =0,2S/1,0 25971-06	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №8)
7	ТГ-7	ТШЛ 20 К <sub>ТТ</sub> =8000/5 К <sub>Т</sub> =0,2 1837-63	ЗНОМ-15-63 К <sub>ТН</sub> =(10000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К <sub>Т</sub> =0,5 1593-70	EPQS 122.23.27LL К <sub>Т</sub> =0,2S/1,0 25971-06	Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №8)
1.36.3	Энергоблок 2 <sup>2)</sup>	JK ELK CB3 К <sub>ТТ</sub> =1000/1 К <sub>Т</sub> =0,2S 41959-09	SU 550/B4 STL К <sub>ТН</sub> =(500000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К <sub>Т</sub> =0,2 28006-10	Альфа А1800 К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 31857-06	—
1.36.4	Энергоблок 3 <sup>2)</sup>	JK ELK CB3 К <sub>ТТ</sub> =1000/1 К <sub>Т</sub> =0,2S 41959-09	SU 550/B4 STL К <sub>ТН</sub> =(500000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К <sub>Т</sub> =0,2 28006-10	Альфа А1800 К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 31857-06	—
1.36.6	Автотрансформатор 220 кВ <sup>2)</sup>	JR 0,5 К <sub>ТТ</sub> =1500/1 К <sub>Т</sub> =0,2S 35406-07	НКФ-220 К <sub>ТН</sub> =(220000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К <sub>Т</sub> =0,5 26453-08	Альфа А1800 К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 31857-06	—

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
1.36.8	Блок 3 (КРУ 6кВ) <sup>2)</sup>	ТЛО-10 К <sub>ТТ</sub> =100/5 К <sub>Т</sub> =0,2S 25433-08	ЗНОЛ-06 К <sub>ТН</sub> =(6000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К <sub>Т</sub> =0,5 3344-72	Альфа А1800 К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 31857-06	–
1.36.9	Блок 4 (КРУ 6кВ) <sup>2)</sup>	ТЛМ-10 К <sub>ТТ</sub> =300/5 К <sub>Т</sub> =0,5 2473-05	ЗНОЛ-06 К <sub>ТН</sub> =(6000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К <sub>Т</sub> =0,5 3344-72	Альфа А1800 К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 31857-06	–

Примечания:

1. ТТ – Трансформатор тока, ТН – трансформатор напряжения, СЧ – счетчик
2. Приведенные ниже ИК АИИС КУЭ Каширской ГРЭС соответствуют указанным ИК АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4 (№ 40249-08 в реестре СИ ФИФ ОЕИ):  
ИК 1.36.3 соответствует ИК 3;  
ИК 1.36.4 соответствует ИК 4;  
ИК 1.36.6 соответствует ИК 6;  
ИК 1.36.8 соответствует ИК 8;  
ИК 1.36.9 соответствует ИК 9.
3. 3-й уровень – ИВК – общий для всех ИИК в таблице не представлен.

Принцип действия.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по вторичным измерительным цепям поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 1 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 1 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на вход ИВКЭ, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по внутренним основному и резервному каналам оптоволоконной связи на верхний уровень АИИС КУЭ Каширской ГРЭС (сервер баз данных – далее сервер БД), а также отображение информации по подключенным к ИВКЭ устройствам.

На верхнем уровне АИИС КУЭ Каширской ГРЭС выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники ОРЭ, осуществляется от сервера БД или с автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора, по внешнему каналу связи. В качестве внешнего основного канала связи используется выделенный канал доступа в Интернет, а в качестве внешнего резервного канала связи – сеть сотового оператора.

АИИС КУЭ Каширской ГРЭС оснащена системой обеспечения единого времени (СО-ЕВ), включающей в себя сервер точного времени РСТВ-01-01, внутренние часы ИВКЭ, счетчиков и сервера АИИС КУЭ Каширской ГРЭС. Сервер точного времени РСТВ-01-01 (№ 40586-09



в реестре СИ ФИФ ОЕИ) обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера АИИС КУЭ Каширской ГРЭС с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) с периодичностью один раз в минуту. Корректировка часов сервера АИИС КУЭ Каширской ГРЭС осуществляется автоматически каждую минуту при расхождении времени более 900 мс с РСТВ-01-01 по NTP протоколу. Сервер АИИС КУЭ каждый сеанс синхронизирует время ИВКЭ при расхождении времени более чем 1,6 с. Синхронизация часов счетчика с часами ИВКЭ производится при расхождении более 2 с. Для этого при сеансе связи ИВКЭ со счетчиком считываются показания часов счетчика и фиксируется время рассогласования часов ИВКЭ – счетчик. В результате реализуется в автоматическом режиме синхронизация времени всех элементов АИИС КУЭ Каширской ГРЭС ИИК, ИВКЭ и ИВК с помощью СОЕВ, соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU) с пределами погрешности  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

К программному обеспечению (ПО) относятся следующие виды ПО:

- системное ПО;
- прикладное ПО.

Системное ПО включает в себя операционные системы сервера и компьютеров. В состав системного ПО входят следующие виды программных средств:

- Microsoft Windows Server 2012;
- Microsoft SQL Server 2012.

Прикладное ПО включает в себя:

- ПО ИИК;
- ПО ИВКЭ;
- ПО ИВК.

К ПО ИИК относится встроенное ПО счетчиков электроэнергии. Для сервисного обслуживания счетчиков (для конфигурации и чтения информации со по интерфейсу RS-485 или оптопорту) используется следующее ПО:

- QuadrCom – для счетчиков типа EPQS;
- MeterCat – для счетчиков типа Альфа А 1800.

К ПО ИВКЭ относится встроенное ПО устройства «Шлюз Е-422» для автоматизации измерений и учета энергоресурсов.

Для сервисного обслуживания «Шлюз Е-422» применяется специализированное ПО версии 1.X (где X – вариант модификации версии) и программа метрологического обслуживания «Е-422-клиент».

К ПО ИВК относится встроенное ПО комплексов аппаратно-программных для автоматизации учета энергоресурсов «Телескоп+4».

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное программное обеспечение)	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Сервер сбора данных	SERVER_MZ4.dll	1.0.1.1	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c	MD5
АРМ Энергетика	ASCUE_MZ4.dll	1.0.1.1	cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca	MD5
Пульт диспетчера	PD_MZ4.dll	1.0.1.1	2b63c8c01bcd61c4f5b15e097f1ada2f	MD5

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики АИИС КУЭ Каширской ГРЭС, указанные в таблицах 3-4, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ Каширской ГРЭС приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ Каширской ГРЭС активной электрической энергии, ее приращений и средней активной мощности

Номер точки измерений	Классы точности ТТ; ТН; счетчика	Диапазон измерений	Границы допускаемой относительной погрешности измерений активной электрической энергии, ее приращений и средней активной мощности при доверительной вероятности $P=0,95$ , %, при коэффициенте мощности		
			0,50	0,80	1,00
1	2	3	4	5	6
1.36,3; 1.36.4	ТТ 0,2S ТН 0,2 Сч 0,2S	$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	-	-	-
		$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm 1,4$	$\pm 1,0$	$\pm 0,8$
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm 1,3$	$\pm 0,9$	$\pm 0,8$
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	$\pm 1,1$	$\pm 0,8$	$\pm 0,7$
1.14; 2.12; 2.13	ТТ 0,2S ТН 0,5 Сч 0,5S	$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	-	-	-
		$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$
1.16	ТТ 0,2S ТН 0,5 Сч 0,2S	$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	-	-	-
		$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm 1,8$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
1.36.6; 1.36.8	ТТ 0,2S ТН 0,5 Сч 0,2S	$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	-	-	-
		$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm 1,8$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
1.12	ТТ 0,5S ТН 0,5 Сч 0,5S	$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	-	-	-
		$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
3Г; 4; 6; 7	ТТ 0,2 ТН 0,5 Сч 0,2S	$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	-	-	-
		$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	± 2,4	± 1,5	± 1,2
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	± 1,7	± 1,1	± 1,0
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	± 1,6	± 1,1	± 0,9
1.11; 1.15	ТТ 0,2 ТН 0,5 Сч 0,5S	$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	-	-	-
		$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	± 2,8	± 2,0	± 1,7
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	± 2,2	± 1,7	± 1,5
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	± 2,0	± 1,6	± 1,5
1.36.9	ТТ 0,5 ТН 0,5 Сч 0,2S	$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	-	-	-
		$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	± 5,5	± 2,9	± 1,9
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	± 3,0	± 1,7	± 1,2
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	± 2,3	± 1,4	± 1,0
1.1; 1.2; 1.3; 1.4; 1.9; 1; 2Г; 5; 2.24; 2.25	ТТ 0,5 ТН 0,5 Сч 0,2S	$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	-	-	-
		$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	± 5,5	± 2,9	± 1,9
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	± 3,0	± 1,7	± 1,2
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	± 2,3	± 1,4	± 1,0
1.5; 1.6; 1.7; 1.8; 1.10; 1.13; 2.1 - 2.11; 2.14 - 2.18; 2.23; 2.26; 2.28 - 2.30	ТТ 0,5 ТН 0,5 Сч 0,5S	$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	-	-	-
		$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	± 5,7	± 3,2	± 2,2
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	± 3,3	± 2,1	± 1,6
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	± 2,6	± 1,8	± 1,5
2.19 - 2.22	ТТ 0,5 ТН - Сч 0,5S	$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	-	-	-
		$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	± 5,5	± 3,1	± 2,1
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	± 3,0	± 1,9	± 1,5
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	± 2,3	± 1,6	± 1,4
2.27	ТТ - ТН - Сч 0,5S	$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	-	-	-
		$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	± 1,7	± 1,5	± 1,3
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	± 1,5	± 1,4	± 1,3
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	± 1,5	± 1,4	± 1,3

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ Каширской ГРЭС реактивной электрической энергии, ее приращений и средней реактивной мощности

Номер точки измерений	Классы точности ТТ; ТН; счетчика	Диапазон измерений	Границы допустимой относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии, ее приращений и средней реактивной мощности при доверительной вероятности $P=0,95$ , %, при коэффициенте мощности ( $\sin\varphi$ )	
			0,5 (0,866)	0,8 (0,6)
1	2	3	4	5
1.36.3; 1.36.4	ТТ 0,2S ТН 0,2 Сч 0,5	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,1$
1.14; 2.12; 2.13	ТТ 0,2S ТН 0,5 Сч 1	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm 2,1$	$\pm 2,7$
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,0$
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,0$
1.16	ТТ 0,2S ТН 0,5 Сч 1	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm 2,1$	$\pm 2,7$
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,0$
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,0$
1.36.6; 1.36.8	ТТ 0,2S ТН 0,5 Сч 0,5	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm 1,2$	$\pm 1,5$
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$
1.12	ТТ 0,5S ТН 0,5 Сч 1	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm 2,0$	$\pm 2,1$
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm 1,9$	$\pm 2,0$
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	$\pm 1,9$	$\pm 2,0$
3Г; 4; 6; 7	ТТ 0,2 ТН 0,5 Сч 1	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm 3,5$	$\pm 3,9$
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm 3,3$	$\pm 3,5$
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	$\pm 3,3$	$\pm 3,4$
1.11; 1.15	ТТ 0,2 ТН 0,5 Сч 1	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm 2,3$	$\pm 3,0$
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm 1,9$	$\pm 2,1$
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	$\pm 1,8$	$\pm 2,0$
1.36.9	ТТ 0,5 ТН 0,5 Сч 0,5	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm 2,6$	$\pm 4,4$
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm 1,6$	$\pm 2,5$
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	$\pm 1,3$	$\pm 1,9$
1.1; 1.2; 1.3; 1.4; 1.9; 1; 2Г; 5; 2.24; 2.25	ТТ 0,5 ТН 0,5 Сч 1	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm 4,1$	$\pm 5,5$
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm 3,5$	$\pm 4,0$
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	$\pm 3,4$	$\pm 3,7$

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
1.5; 1.6; 1.7; 1.8; 1.10; 1.13; 2.1 - 2.11; 2.14 - 2.18; 2.23; 2.26; 2.28 - 2.30	ТТ 0,5 ТН 0,5 Сч 1	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	± 3,1	± 4,9
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	± 2,1	± 2,9
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	± 2,0	± 2,4
2.19 - 2.22	ТТ 0,5 ТН - Сч 1	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	± 4,1	± 5,4
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	± 3,4	± 3,8
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	± 3,3	± 3,5
2.27	ТТ - ТН - Сч 1	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	± 3,4	± 3,5
		$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	± 3,2	± 3,2
		$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$	± 3,2	± 3,2

Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети:

а) диапазон напряжения от 0,98 Уном до 1,02 Уном, где Уном – номинальное значение напряжения;

б) диапазон силы тока от 1 Ином до 1,2 Ином, где Ином – номинальное значение силы тока;

в) частота (50,00 ± 0,15) Гц;

– температура окружающей среды:

а) ТТ и ТН: от минус 40 °С до плюс 40 °С;

б) счетчиков электрической энергии: от плюс 21 °С до плюс 25 °С;

в) УСПД: от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

– относительная влажность воздуха от 65 до 75 %;

– атмосферное давление от 96 до 104 кПа.

Рабочие условия эксплуатации:

– параметры сети:

а) диапазон напряжения: от 0,9 Уном до 1,1 Уном;

б) диапазон силы тока: от 0,02 Ином до 1,2 Ином;

– температура окружающего воздуха:

а) для ТТ и ТН: от минус 40 °С до плюс 40 °С,

б) для счетчиков электрической энергии: от 0 до плюс 30 °С,

в) для УСПД: от плюс 15 °С до плюс 40 °С;

– диапазон изменения частоты электропитания: ±1% от номинального значения.

– магнитная индукция внешнего происхождения: не более 0,5 мТл.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии EPQS – среднее время наработки на отказ не менее 70 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 2 ч;

- счетчик электрической энергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 2 ч;

- УСПД шлюз E-422 – среднее время наработки на отказ не менее 50 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 2 ч;

- устройство синхронизации времени РСТВ-01-01 – среднее время наработки на отказ не менее 55 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 2 ч;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 200 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

Надежность системных решений обеспечивается резервированием питания УСПД и сервера с помощью источника бесперебойного питания, резервированием каналов связи.

Регистрация событий:

- в журнале счетчика: параметрирование, пропадание напряжения, коррекция времени;
- в журнале УСПД: параметрирование, пропадание напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование: счетчика, испытательной коробки, УСПД, сервера;
- защита информации на программном уровне: результатов измерений, установка паролей на счетчик, УСПД, сервер.

**Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ Каширской ГРЭС типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

В комплект поставки АИИС КУЭ входят технические средства, программное обеспечение и документация, представленные в таблицах 5, 6 и 7 соответственно.

Таблица 5 – Технические средства

Наименование	Кол-во шт.
1	2
Трансформатор тока JK ELK СВЗ	6
Трансформатор тока ТВ-220	30
Трансформатор тока ВСТ	42
Трансформатор тока ТВЭ-35 УХЛ2	6
Трансформатор тока ТШЛ 20	18
Трансформатор тока GSR 810/650	3
Трансформатор тока GSR 540/380	3
Трансформатор тока ТВТ-35М	3
Трансформатор тока ТРУ 60.13	3
Трансформатор тока ТЛО-10	6
Трансформатор тока ТЛМ-10	6
Трансформатор тока ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока ТПЛ-10	10
Трансформатор тока ТПОЛ-10	6
Трансформатор тока Т-0,66 М УЗ	9
Трансформатор тока ТК-20	3
Трансформатор напряжения SU 550/В4 STL	6
Трансформатор напряжения НКФ-220	12
Трансформатор напряжения НКФ-110	12
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения ЗНОМ-20-63	15
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-20	6

Продолжение таблицы 5

1	2
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-3	3
Трансформатор напряжения ЗНОМ-15-63	3
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6	12
Трансформатор напряжения НТМИ-6	1
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS	53
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800	5
УСПД Е-422	13
Сервер DL380e	2
Сервер точного времени РСТВ-01-01	2
Коробка испытательная переходная ЛИМГ.301591.009	55

Таблица 6 – Программное обеспечение

Наименование	Кол-во шт.
Microsoft Windows Server 2012	2
Microsoft SQL Server 2012	2
Прикладное ПО ИВКЭ	2
Прикладное ПО ИВК (ПО комплексов аппаратно-программных для автоматизации учета энергоресурсов «Телескоп+4»)	2
ПО QuadrCom для обслуживания счетчиков EPQS	1

Таблица 7 – Документация

Наименование	Кол-во шт.
Технорабочий проект на создание АИИС КУЭ. ПК.424360-КГРЭС.	1
Технорабочий проект на модернизацию АИИС КУЭ 2013РТС.Д0310.1-ТРП. Том I.	1
Эксплуатационная документация. 2013РТС.Д0310.1-ТРП. Том III	1
Документация на программное обеспечение: – АИИС КУЭ Телескоп+. Администрирование. Руководство администратора; – АИИС КУЭ Телескоп+. Описатель НСИ. Руководство администратора; – Телескоп+. АРМ Энергетика. Руководство пользователя; – Программа работы со счетчиками. Руководство пользователя; – Телескоп+4 Руководство пользователя.	1
Паспорт-формуляр 2013РТС.Д0310.1-ТРП.ПФ	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Филиала «Каширская ГРЭС» ОАО «Интер РАО – Электрогенерация». Методика поверки.	1

### Поверка

Осуществляется по документу МП 60510-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Филиала «Каширская ГРЭС» ОАО «Интер РАО – Электрогенерация». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» в декабре 2014 г.

Рекомендуемые средства поверки:

- мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями  $\pm 0,1^\circ$ . Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения:  $\pm 0,2 \%$  (в диапазоне измерений от 15 до 300 В);  $\pm 2,0 \%$  (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока:  $\pm 1,0 \%$  (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А);  $\pm 0,3 \%$  (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты  $\pm 0,02$  Гц (в диапазоне измерений от 49 до 51 Гц);
- радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU)  $\pm 0,1$  с.

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

Методика измерений электрической энергии приведена в документе Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Каширская ГРЭС» ОАО «Интер РАО – Электрогенерация» на оптовом рынке электроэнергии.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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

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

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

- при осуществлении торговли, выполнении работ по расфасовке товаров;
- при выполнении государственных учетных операций и учете количества энергетических ресурсов.

### **Изготовитель:**

ЗАО «РТСофт»

Юридический адрес: 142432, Московская область, Ногинский район, г. Черноголовка, Северный проезд, д. 1

Почтовый адрес: 105037, г. Москва, ул. Никитинская, д. 3; [www.rtsoft.ru](http://www.rtsoft.ru)

Телефон 8 (495) 967-15-05 Факс 8 (495) 742-68-29 e-mail [rtsoft@rtsoft.ru](mailto:rtsoft@rtsoft.ru)

### **Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; [www.penzacsm.ru](http://www.penzacsm.ru)

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: [pcsm@sura.ru](mailto:pcsm@sura.ru)

Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.