

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 ¹⁾ | ТН ¹⁾ | СЧ ¹⁾ | ИВКЭ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1.1 | ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая | ТВ-220 К _{тт} =1000/5 КТ=0,5 19720-00 | НКФ-220 К _{тн} =(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 _{тт} =1000/5 КТ=0,5 19720-00 | НКФ-220 К _{тн} =(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 _{тт} =1000/5 КТ=0,5 19720-00 | НКФ-220 К _{тн} =(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 _{тт} =1000/5 КТ=0,5 19720-00 | НКФ-220 К _{тн} =(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 _{тт} =1000/1 КТ=0,5 19720-00 | НКФ-220 К _{тн} =(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 _{тт} =1000/1 КТ=0,5 19720-00 | НКФ-220 К _{тн} =(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 _{тт} =1000/1 КТ=0,5 19720-00 | НКФ-220 К _{тн} =(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 _{тт} =1000/1 КТ=0,5 19720-00 | НКФ-220 К _{тн} =(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 _{ТТ} =1000/5 КТ=0,5 19720-00 | НКФ-220 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =1000/1 КТ=0,5 19720-00 | НКФ-220 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =100/5 КТ=0,2 25433-08 | ЗНОЛ.06-6 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =300/5 КТ=0,5S 2473-05 | ЗНОЛ.06-6 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =1500/5 КЛТ=0,5 3642-73 | ЗНОМ-20-63 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =1500/5 КЛТ=0,2S 25477-03 | ЗНОЛ.06-20 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =300/5 КЛТ=0,2 54944-13 | ЗНОЛ.06-20 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =1600/1 КТ=0,2S 17869-05 | НКФ-220 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =600/5 КТ=0,5 17869-05 | НКФ-110 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =600/5 КТ=0,5 17869-05 | НКФ-110 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =600/5 КТ=0,5 17869-05 | НКФ-110 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =600/5 КТ=0,5 17869-05 | НКФ-110 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =600/5 КТ=0,5 17869-05 | НКФ-110 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =600/5 КТ=0,5 17869-05 | НКФ-110 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =600/5 КТ=0,5 17869-05 | НКФ-110 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =600/5 КТ=0,5 17869-05 | НКФ-110 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =600/5 КТ=0,5 17869-05 | НКФ-110 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =600/5 КТ=0,5 17869-05 | НКФ-110 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =600/5 КТ=0,5 17869-05 | НКФ-110 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =300/5 КТ=0,2S 13158-04 | ЗНОМ-35-65 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =300/5 КТ=0,2S 13158-04 | ЗНОМ-35-65 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =300/5 КТ=0,5 2473-05 | ЗНОЛ.06-6 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =150/5 КТ=0,5 1856-63 | ЗНОЛ.06-6 К _{ТН} =(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 _{ТТ} =150/5 КТ=0,5 1276-59 | НТМИ-6-66 К _{ТН} =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 _{ТТ} =150/5 КТ=0,5 1276-59 | НТМИ-6-66 К _{ТН} =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 _{ТТ} =150/5 КТ=0,5 1276-59 | НТМИ-6-66 К _{ТН} =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 _{ТТ} =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 _{ТТ} =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 _{ТТ} =12000/5 К _Т =0,5 1837-63 | ЗНОМ-20-63 К _{ТН} =(20000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К _Т =0,5 1593-62 | EPQS 122.23.27LL К _Т =0,2S/1,0 25971-06 | Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №6) |
| 3Г | Блок 3 | GSR 810/650 К _{ТТ} =12000/5 К _Т =0,2 25477-03 | ЗНОЛ.06-20 К _{ТН} =(20000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К _Т =0,5 3344-04 | EPQS 122.23.27LL К _Т =0,2S/1,0 25971-06 | Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №7) |
| 4 | Блок 4 | ТШЛ 20 К _{ТТ} =12000/5 К _Т =0,2 1837-63 | ЗНОМ-20-63 К _{ТН} =(20000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К _Т =0,5 1593-62 | EPQS 122.23.27LL К _Т =0,2S/1,0 25971-06 | Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №8) |
| 5 | Блок 5 | ТШЛ 20 К _{ТТ} =12000/5 К _Т =0,5 1837-63 | ЗНОМ-20-63 К _{ТН} =(20000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К _Т =0,5 1593-62 | EPQS 122.23.27LL К _Т =0,2S/1,0 25971-06 | Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №8) |
| 6 | Блок 6 | ТШЛ 20 К _{ТТ} =12000/5 К _Т =0,2 1837-63 | ЗНОМ-20-63 К _{ТН} =(20000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К _Т =0,5 1593-62 | EPQS 122.23.27LL К _Т =0,2S/1,0 25971-06 | Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №8) |
| 7 | ТГ-7 | ТШЛ 20 К _{ТТ} =8000/5 К _Т =0,2 1837-63 | ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =(10000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К _Т =0,5 1593-70 | EPQS 122.23.27LL К _Т =0,2S/1,0 25971-06 | Шлюз Е-422 36638-07 (УСПД №8) |
| 1.36.3 | Энергоблок 2 ²⁾ | JK ELK CB3 К _{ТТ} =1000/1 К _Т =0,2S 41959-09 | SU 550/B4 STL К _{ТН} =(500000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К _Т =0,2 28006-10 | Альфа А1800 К _Т =0,2S/0,5 31857-06 | — |
| 1.36.4 | Энергоблок 3 ²⁾ | JK ELK CB3 К _{ТТ} =1000/1 К _Т =0,2S 41959-09 | SU 550/B4 STL К _{ТН} =(500000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К _Т =0,2 28006-10 | Альфа А1800 К _Т =0,2S/0,5 31857-06 | — |
| 1.36.6 | Автотрансформатор 220 кВ ²⁾ | JR 0,5 К _{ТТ} =1500/1 К _Т =0,2S 35406-07 | НКФ-220 К _{ТН} =(220000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К _Т =0,5 26453-08 | Альфа А1800 К _Т =0,2S/0,5 31857-06 | — |

Продолжение таблицы 1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|--------|--------------------------------|--|--|--|---|
| 1.36.8 | Блок 3 (КРУ 6кВ) ²⁾ | ТЛО-10 К _{ТТ} =100/5 К _Т =0,2S 25433-08 | ЗНОЛ-06 К _{ТН} =(6000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К _Т =0,5 3344-72 | Альфа А1800 К _Т =0,2S/0,5 31857-06 | – |
| 1.36.9 | Блок 4 (КРУ 6кВ) ²⁾ | ТЛМ-10 К _{ТТ} =300/5 К _Т =0,5 2473-05 | ЗНОЛ-06 К _{ТН} =(6000/ÖВ)/ (100/ÖВ) К _Т =0,5 3344-72 | Альфа А1800 К _Т =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 ± 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 E-422» для автоматизации измерений и учета энергоресурсов.

Для сервисного обслуживания «Шлюз E-422» применяется специализированное ПО версии 1.X (где X – вариант модификации версии) и программа метрологического обслуживания «E-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 | ТГ 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 | ТГ 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 | ТГ 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 | ТГ 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 | ТГ 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 | ТГ 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 | ТГ - 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 $I_{ном}$ до 1,02 $I_{ном}$, где $I_{ном}$ – номинальное значение напряжения;

б) диапазон силы тока от 1 $I_{ном}$ до 1,2 $I_{ном}$, где $I_{ном}$ – 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 $I_{ном}$ до 1,1 $I_{ном}$;

б) диапазон силы тока: от 0,02 $I_{ном}$ до 1,2 $I_{ном}$;

– 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 СВ3 | 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 У3 | 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

Телефон 8 (495) 967-15-05 Факс 8 (495) 742-68-29 e-mail 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

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: 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.