

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС (в дальнейшем – АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС) предназначена для измерений, коммерческого (технического) учета электрической энергии (мощности), а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из трех функциональных уровней. Измерительные каналы (ИК) системы состоят из следующих уровней:

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК) выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока (ТТ), соответствующие ГОСТ 7746-2001 и трансформаторы напряжения (ТН), соответствующие ГОСТ 1983-2001, вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок. В состав ИВКЭ входит устройство сбора и передачи данных (УСПД), обеспечивающие интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы). УСПД предназначено для сбора, накопления, обработки, хранения и отображения первичных данных об электроэнергии и мощности со счетчиков, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на третий уровень.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК входят: ИВК-ИКМ «Пирамида» (основной и резервный); устройство хранения данных (сервер БД); технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура); технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей; рабочие станции (АРМ). ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- активной (реактивной) электроэнергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу электроэнергии;
- средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- календарного времени и интервалов времени.

Измеренные значения активной и реактивной электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных УСПД и ИВК.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и сервере сбора данных может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\phi$) и полную мощность ($S=U \cdot I$). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q=(S^2-P^2)^{0.5}$. Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных. В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер ИВК, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД, сервера сбора данных ИВК и уровнем доступа АРМа к базе данных на сервере. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента к другому, используются проводные линии связи, каналы сотовой связи.

АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД и ИВК и имеет нормированную точность. Проверка времени в счетчиках выполняется УСПД автоматически, один раз в полчаса во время опроса, при обнаружении рассогласований времени УСПД и счетчика более чем на ± 2 с, автоматически производится коррекция времени счетчика, если в эти сутки его время еще не корректировалось. Коррекция времени счетчикам СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М производится один раз в сутки. Коррекция часов УСПД производится ИВК при рассогласовании времени УСПД и ИВК более чем на ± 2 с. Коррекция часов ИВК производится один раз в час установкой времени от УСВ-2 или ИВЧ-1.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа Notebook с последующей передачей данных на АРМ.

В АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 3,5 лет. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС, являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, дополнительные средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение «Пирамида 2000. Сервер» (далее – ПО) строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Пирамида 2000. Сервер» и определяются классом применяемых электросчетчиков.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электроэнергии в ИВК «Пирамида 2000. Сервер», получаемой за счет математической обработки измери-

тельной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС, приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000. Сервер»

| Наименование ПО | Идентификационное наименование ПО | Номер версии (идентификационный номер) ПО | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО |
|--|-----------------------------------|---|---|---|
| Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета | CalcClients.dll | 3 | e55712d0b1b219065d63da949114dae4 | MD5 |
| Модуль расчета небаланса энергии/мощности | CalcLeakage.dll | 3 | b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f | MD5 |
| Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах | CalcLosses.dll | 3 | d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac | MD5 |
| Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений | Metrology.dll | 3 | 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 | MD5 |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе | ParseBin.dll | 3 | 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 | MD5 |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК | ParseIEC.dll | 3 | 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f | MD5 |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus | ParseModbus.dll | 3 | c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 | MD5 |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида | ParsePyramida.dll | 3 | ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f | MD5 |
| Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации | SynchroNSI.dll | 3 | 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 | MD5 |
| Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени | VerifyTime.dll | 3 | 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75 | MD5 |

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики

| Параметр | Значение |
|---|--|
| 1 | 2 |
| Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии. | Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3 |
| Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц | 220± 22 50 ± 0,4 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 |
|--|---|
| Температурный диапазон окружающей среды для: | |

| | |
|--|------------------|
| - счетчиков электрической энергии, °С | от +5 до +35 |
| - трансформаторов тока и напряжения, °С | от -30 до +35 |
| Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения | 25 - 100 |
| Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, % | 0,25 |
| Первичные номинальные напряжения, кВ | 500; 220; 24; 20 |
| Первичные номинальные токи, кА | 24; 12; 3; 1 |
| Номинальное вторичное напряжение, В | 100 |
| Номинальный вторичный ток, А | 1; 5 |
| Количество точек учета, шт. | 18 |
| Интервал задания границ тарифных зон, мин. | 30 |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, с | ±5 |
| Средний срок службы системы, лет | 15 |

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении электрической энергии для рабочих условий эксплуатации, d_r , %.

| № ИК | Состав ИИК | | cosj / sinj | d_r , 1(2)%I | d_r , 5%I | d_r , 20%I | d_r , 100%I |
|------------------------|---|---|----------------|-------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| | | | | $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$ | $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$ | $I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$ | $I_{100\%} \leq I < I_{120\%}$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1, 3, 4, 12 - 18 | ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 | Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=18^\circ\text{C}$ | 1 | Не нормируется | ±1,9 | ±1,2 | ±1,0 |
| | | | 0,8 | Не нормируется | ±3,0 | ±1,8 | ±1,4 |
| | ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 | Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия) $\Delta t=18^\circ\text{C}$ | 0,5 | Не нормируется | ±5,5 | ±3,0 | ±2,3 |
| | | | 0,8/0,6 | Не нормируется | ±4,6 | ±2,6 | ±2,0 |
| | | | 0,5/0,87 | Не нормируется | ±2,8 | ±1,7 | ±1,4 |
| 2 | ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,2 | Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=18^\circ\text{C}$ | 1 | ±1,2 | ±0,8 | ±0,8 | ±0,8 |
| | | | 0,8 | ±1,5 | ±1,1 | ±1,0 | ±1,0 |
| | | | 0,5 | ±2,2 | ±1,4 | ±1,2 | ±1,2 |
| | ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 | Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия) $\Delta t=18^\circ\text{C}$ | 0,8/0,6 | ±2,5 | ±1,9 | ±1,8 | ±1,8 |
| | | | 0,5/0,87 | ±2,2 | ±1,8 | ±1,8 | ±1,8 |
| 5, 6 | ТТ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,5 | Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=18^\circ\text{C}$ | 1 | Не нормируется | ±1,2 | ±1,0 | ±0,9 |
| | | | 0,8 | Не нормируется | ±1,6 | ±1,2 | ±1,2 |
| | | | 0,5 | Не нормируется | ±2,4 | ±1,8 | ±1,6 |
| | ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 | Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия) $\Delta t=18^\circ\text{C}$ | 0,8/0,6 | Не нормируется | ±2,4 | ±1,7 | ±1,5 |
| | | | 0,5/0,87 | Не нормируется | ±1,8 | ±1,3 | ±1,2 |

Продолжение таблицы 3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-----|----|---------------|---|------|------|------|------|
| 7 - | ТТ | Счетчик класс | 1 | ±1,2 | ±0,8 | ±0,8 | ±0,8 |

| | | | | | | |
|----|--|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 11 | точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=18\text{ }^\circ\text{C}$ | 0,8 | $\pm 1,5$ | $\pm 1,1$ | $\pm 1,0$ | $\pm 1,0$ |
| | | 0,5 | $\pm 2,2$ | $\pm 1,4$ | $\pm 1,2$ | $\pm 1,2$ |
| | Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия) $\Delta t=18\text{ }^\circ\text{C}$ | 0,8/0,6 | $\pm 3,1$ | $\pm 1,8$ | $\pm 1,3$ | $\pm 1,2$ |
| | | 0,5/0,87 | $\pm 2,4$ | $\pm 1,5$ | $\pm 1,1$ | $\pm 1,1$ |

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности для рабочих условий эксплуатации на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка часов (d_p), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d_s^2 + \frac{K K_e \times 100\%}{e} \frac{\sigma^2}{1000 P T_{cp}}},$$

где d_p - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, %;

d_s - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3, %;

K – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

T_{cp} - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

R - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p.корр.} = \frac{Dt}{3600 T_{cp}} \times 100\%,$$

где Dt - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

T_{cp} - величина интервала усреднения мощности (в часах).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входят:

- средства измерения, приведенные в таблице 4;
- устройства сбора и передачи данных и ИКМ Пирамида приведенные в таблице 5;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 (зав. № 2323), Госреестр № 41681-10;
- устройство синхронизации времени ИВЧ-1 (зав. № 0350628001)
- документация и ПО представлены в таблице 6.

Таблица 4 – Состав ИИК АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС

| Средство измерений | | | |
|--------------------|--|---------|--|
| № ИК | Наименование объекта учета (измерительного канала) | Вид СИ | Тип, метрологические характеристики, зав. №, № Госреестра |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | ТГ-1 | ТТ | ТШЛ-20 (мод. ТШЛ-20-Б) Кл.т 0,5 12000/5 № 2918, 2730, 2536 ГР № 1837-63 |
| | | ТН | ЗНОМ-20-63 Кл.т 0,5 20000/100 № 29133; 31072; 29132 ГР № 51674-12 |
| | | Счетчик | СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 № 11043094 ГР № 27524-04 |
| 2 | ТГ-2 | ТТ | BDG 072A1/2/3 Кл.т 0,2S (мод. BDG 072A1) 12000/5 №№ 1VLT5114019637; 1VLT5114019636; 1VLT5114019635 ГР № 48214-11 |
| | | ТН | ТJP 6.2-G; ТJP 7.3-G; ТJC 6-G; ТJC 7.0-G; TDC 6-G (мод. ТJC 6-G) Кл.т 0,2 20000/100 №№ 1VLT5214004088; 1VLT5214004087; 1VLT5214004086 ГР № 49111-12 |
| | | Счетчик | СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М (мод. СЭТ-4ТМ.03М) Кл.т 0,2S/0,5 № 0807140094 ГР № 36697-12 |
| 3 | ТГ-3 | ТТ | ТШЛ-20 (мод. ТШЛ-20-Б) Кл.т 0,5 12000/5 № ТГ 3А, ТГ 3В, ТГ 3С ГР № 1837-63 |
| | | ТН | ЗНОМ-20-63 Кл.т 0,5 20000/100 № 29137; 29836; 31068 ГР № 51674-12 |
| | | Счетчик | СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 № 11043084 ГР № 27524-04 |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|--|---------|---|
| 4 | ТГ-4 | ТТ | ТШЛ-20 (мод. ТШЛ-20-Б) Кл.т 0,5 12000/5 № 3388, 3458, 2785 ГР № 1837-63 |
| | | ТН | ЗНОМ-20-63 Кл.т 0,5 20000/100 № 31076; 31063;29134 ГР № 51674-12 |
| | | Счетчик | СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 № 0108078302 ГР № 27524-04 |
| 5 | ТГ-5 | ТТ | ТШВ-24 Кл.т 0,2 24000/5 № 201, 212, 229 ГР № 6380-77 |
| | | ТН | ЗНОМ-24-69VI Кл.т 0,5 24000/100 № 47834; 47826;47820 ГР № 8961-82 |
| | | Счетчик | СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 № 10045073 ГР № 27524-04 |
| 6 | ТГ-6 | ТТ | ТШВ-24 Кл.т 0,2 24000/5 № 20, 16, 25 ГР № 6380-77 |
| | | ТН | ЗНОМ-24-69VI Кл.т 0,5 24000/100 № 49380; 49379; 49382 № 8961-82 |
| | | Счетчик | СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 № 11043099 ГР № 27524-04 |
| 7 | ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Тамбовская | ТТ | ТФЗМ 500Б Кл.т 0,2S 3000/1 №№ 1357; 1383, №№ 1361; 1356, №№ 1339; 1382 ГР № 26546-08 |
| | | ТН | НАМИ-500 УХЛ1 Кл.т 0,2 500000/100 №№ 100; 05; 06 ГР № 28008-09 |
| | | Счетчик | СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 № 11043133 ГР № 27524-04 |
| 8 | ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Липецкая Западная | ТТ | ТФЗМ 500Б Кл.т 0,2S 3000/1 №№ 1358; 1347 №№ 1354; 1416 №№ 1370; 1415 ГР № 26546-08 |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|----|---|---------|---|
| | | ТН | НАМИ-500 УХЛ1 500000/100 №№ 25; 26; 27 ГР № 28008-09 Кл.т 0,2 |
| | | Счетчик | СЭТ-4ТМ.03 № 0107060197 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5 |
| 9 | ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Липецкая Восточная | ТТ | ТФЗМ 500Б Кл.т 0,2S 3000/1 №№ 1359; 1376 №№ 1355; 1381 №№ 1343; 1375 ГР № 26546-08 |
| | | ТН | НАМИ-500 УХЛ1 500000/100 №№ 93; 95; 97 ГР № 28008-09 Кл.т 0,2 |
| | | Счетчик | СЭТ-4ТМ.03 № 10045072 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5 |
| 10 | ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Михайловская Западная | ТТ | ТФЗМ 500Б Кл.т 0,2S 3000/1 №№ 1404; 1348 №№ 1394; 1369 №№ 1395; 1374 ГР № 26546-08 |
| | | ТН | НАМИ-500 УХЛ1 500000/100 №№ 04; 98; 99 ГР № 28008-09 Кл.т 0,2 |
| | | Счетчик | СЭТ-4ТМ.03 № 10045032 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5 |
| 11 | ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Михайловская Восточная | ТТ | ТФЗМ 500Б Кл.т 0,2S 3000/1 №№ 1396; 1384 №№ 1403; 1377 №№ 1401; 1362 ГР № 26546-08 |
| | | ТН | НАМИ-500 УХЛ1 500000/100 №№ 22; 23; 24 ГР № 28008-09 Кл.т 0,2 |
| | | Счетчик | СЭТ-4ТМ.03 № 11043090 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5 |
| 12 | ВЛ 220кВ Рязанская ГРЭС – Заречная | ТТ | ТВ-220 1000/1 ГР 2.1; ГР 2.2; ГР 2.3 ГР № 20644-03 Кл.т 0,5 |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---------|---|--|---|
| | | ТН | НКФ-220-58 220000/100 №1012350, 1012049, 1019275 ГР № 14626-95 Кл.т 0,5 |
| | | Счетчик | СЭТ-4ТМ.03 № 10045037 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5 |
| 13 | ВЛ 220кВ Рязанская ГРЭС – Новомичуринская | ТТ | ТВ-220 1000/1 ГР 1.1; ГР 1.2; ГР 1.3 ГР № 20644-03 Кл.т 0,5 |
| ТН | | НКФ-220-58 220000/100 № 1010610, 1012344, 1019281 ГР № 14626-95 Кл.т 0,5 | |
| Счетчик | | СЭТ-4ТМ.03 № 0108078390 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5 | |
| 14 | ВЛ 220кВ Рязанская ГРЭС – Павелецкая | ТТ | ТВ-220 1000/1 № 1079, 1026, 1019 ГР № 20644-03 Кл.т 0,5 |
| ТН | | НКФ-220-58 220000/100 № 1012350, 1012049, 1019275 ГР № 14626-95 Кл.т 0,5 | |
| Счетчик | | СЭТ-4ТМ.03 № 11043103 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5 | |
| 15 | ВЛ 220кВ Рязанская ГРЭС – Парская № 1 | ТТ | ТВ-220 1000/1 № 1650, 1656, 1648 ГР № 20644-03 Кл.т 0,5 |
| ТН | | НКФ-220-58 220000/100 № 1010610, 1012344, 1019281 ГР № 14626-95 Кл.т 0,5 | |
| Счетчик | | СЭТ-4ТМ.03 № 11043130 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5 | |
| 16 | ВЛ 220кВ Рязанская ГРЭС – Парская № 2 | ТТ | ТВ-220 1000/1 № 1728, 1695, 438 ГР № 20644-03 Кл.т 0,5 |
| ТН | | НКФ-220-58 220000/100 № 1012350, 1012049, 1019275 ГР № 14626-95 Кл.т 0,5 | |
| Счетчик | | СЭТ-4ТМ.03 № 10045065 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5 | |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|----|----------------------------------|---------|--|
| 17 | ВЛ 220кВ Рязанская ГРЭС – Пущино | ТТ | ТВ-220 1000/1 № 428, 225, 226 ГР № 20644-03 Кл.т 0,5 |
| | | ТН | НКФ-220-58 220000/100 № 1010610, 1012344, 1019281 ГР № 14626-95 Кл.т 0,5 |
| | | Счетчик | СЭТ-4ТМ.03 № 11043131 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5 |
| 18 | ОВ-220 кВ | ТТ | ТВ-220 1000/1 № 1012, 1015, 1011 ГР № 20644-03 Кл.т 0,5 |
| | | ТН | НКФ-220-58 220000/100 №№ 1012350; 1010610 №№ 1012049; 1012344 №№ 1019275; 1019281 ГР № 14626-95 Кл.т 0,5 |
| | | Счетчик | СЭТ-4ТМ.03 № 11043134 ГР № 27524-04 Кл.т 0,2S/0,5 |

Таблица 5 - Перечень УСПД и ИКМ, входящего в состав АИИС КУЭ.

| Тип, № Госреестра | зав. № | Номер измерительного канала |
|--|--------|-----------------------------|
| СИКОН С1, № в ГР 15236-03 | 1267 | 7-18 |
| СИКОН С1, № в ГР 15236-03 | 1291 | 5,6 |
| СИКОН С1, № в ГР 15236-03 | 1293 | 1-4 |
| ИКМ-Пирамида в ГР 29484-05 (основной) | 416 | 1-18 |
| ИКМ-Пирамида в ГР 29484-05 (резервный) | 417 | 1-18 |

Таблица 6 - Документация и ПО, поставляемые в комплекте с АИИС КУЭ.

| Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации | Количество, шт. |
|---|-------------------|
| Программный пакет «Пирамида 2000.Сервер». | 2(два) экземпляра |
| Программный пакет «Пирамида 2000.АРМ». | 3(три) экземпляра |
| Формуляр. НВЦП.422200.078.ФО | 1(один) экземпляр |
| Методика поверки НВЦП.422200.078.МП | 1(один) экземпляр |
| Инструкция по эксплуатации АИИС НВЦП.422200.059.ЭД.ИЭ; | 1(один) экземпляр |
| Руководство пользователя АИИС НВЦП.422200.059.ЭД.ИЗ | 1(один) экземпляр |

Поверка

осуществляется по документу НВЦП.422200.078.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2014г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;

- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ в 2004 г.;
- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- средства поверки УСПД типа «СИКОН С1» в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИМС в 2003г.
- средства поверки ИВК типа «ИКМ-Пирамида» в соответствии с методикой поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005г.
- радиочасы «МИР РЧ-01», пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса к шкале координированного времени UTC, ± 1 мкс, № Госреестра 27008-04.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС НВЦП.422200.078.МИ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ филиала ОАО «ОГК-2» - Рязанская ГРЭС

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
5. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
6. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ОАО «Электроцентроналадка», г. Москва
123995, г.Москва, Г-59, ГСП-5, Бережковская наб., д.16 корп. 2

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

С.С. Голубев
Мп «___» _____ 2015 г.