

СОГЛАСОВАНО:
Директор ГЦИ СИ
«ВНИИМС»В.Н. Яншин
2007 г.

| | |
|---|---|
| Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» Кубанская Генерация Белореченская ГЭС | Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>34084-04</u> |
|---|---|

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ЗАО ИТФ «Системы и технологии», заводской № 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» Кубанская Генерация Белореченская ГЭС (в дальнейшем – АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Белореченская ГЭС) предназначена для измерений, коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Белореченская ГЭС предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Область применения: в ОАО «Кубаньэнерго» и граничащих с ним по цепям электроснабжения энергосистемах, промышленных и других энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Белореченская ГЭС представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из трех функциональных уровней.

Первый уровень включает в себя измерительно-информационный комплекс (ИИК) и выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии.

Второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) и выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок. В состав ИВКЭ входят устройство сбора и передачи данных (УСПД) или промконтроллер, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы). УСПД предназначены 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 уровень ИВК (АРМ).

Третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК входят: промконтроллер (компьютер в промышленном исполнении); 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. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) 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;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Измеренные значения активной и реактивной электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных УСПД СИКОН С1 и маршрутизатора «ИКМ-Пирамида».

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 ОАО «Кубаньэнерго» КГ Белореченская ГЭС 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 ЕвроАЛЬФА 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 (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения «Пирамида-2000», установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД и уровнем доступа АРМа к базе данных. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому, используются проводные линии связи, радиоканалы, телефонные линии связи.

АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Белореченская ГЭС имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, сервера и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится, не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УСВ-1), подключенного к ИВК «ИКМ-Пирамида».

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).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Белореченская ГЭС соответствуют техническим требованиям НП АТС к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной электрической энергии, измерений календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков полчасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам ЕвроАЛЬФА (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на компьютер высшего уровня.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток. (Для счетчиков ЕвроАЛЬФА глубина хра-

нения каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 мин. составляет 3,7 месяца; для УСПД СИКОН С1 глубина хранения графика средних мощностей за интервал 30 мин. 45 суток; для ИВК ИКМ-Пирамида 3,5 года). При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Для защиты информации и измерительных каналов АИИС КУЭ от несанкционированного вмешательства предусмотрена механическая и программная защита. Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Белореченская ГЭС 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.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1

| Параметр | значение |
|--|---|
| Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии. | Вычисляются по методике поверки в зависимости от состава ИК. Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 2 |
| Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц | 220± 22 50 ± 1 |
| Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С | +20...+40 -15...+40 |
| Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл | 0,5 |
| 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 | 110; 35; 6 |
| Первичные номинальные токи, кА | 0,6; 0,3; 0,2; 0,075 |
| Номинальное вторичное напряжение, В | 100 |
| Номинальный вторичный ток, А | 5 |
| Количество точек учета, шт. | 6 |
| Интервал задания границ тарифных зон, минут | 30 |
| Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, не более, секунд | ±5 |
| Средний срок службы системы, лет | 15 |

Таблица 2

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %.

| № ИК | Состав ИК* | cos φ (sin φ) | ±δ 5%I | ±δ 20%I | ±δ 100%I |
|--------|--|------------------|--|--|---|
| | | | I _{5%} ≤ I < I _{20%} | I _{20%} ≤ I < I _{100%} | I _{100%} ≤ I < I _{120%} |
| 2, 4-6 | ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия) | 1 | ±2,0 | ±1,3 | ±1,2 |
| | | 0,8 (инд.) | ±2,8 | ±1,8 | ±1,5 |
| | | 0,5 (инд.) | ±4,2 | ±2,5 | ±1,9 |
| | ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия) | 0,8 (0,60) | ±3,9 | ±2,5 | ±1,9 |
| | | 0,5 (0,87) | ±3,1 | ±2,1 | ±1,6 |
| | | | | | |
| 1, 3 | ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 1,0 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия) | 1 | ±2,1 | ±1,5 | ±1,4 |
| | | 0,8 (инд.) | ±3,0 | ±2,1 | ±1,8 |
| | | 0,5 (инд.) | ±4,5 | ±3,0 | ±2,5 |
| | ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 1,0 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия) | 0,8 (0,60) | ±4,1 | ±2,8 | ±2,3 |
| | | 0,5 (0,87) | ±3,2 | ±2,3 | ±1,8 |
| | | | | | |

Примечание:

*) В процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления сертификата об утверждении типа АИИС КУЭ: стандартизованных компонентов - измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, а также УСПД - на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно требованиям ст. 4.2 МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Для разных сочетаний классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведенным в методике поверки АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КУБАНСКАЯ ГЕНЕРАЦИЯ.

Пределы допускаемой относительной погрешности по средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени, 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:

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta_s^2 + \left(\frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

δ_p - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, в процентах;

δ_s - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.2 при измерении электроэнергии, в процентах;

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

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

$$\delta_{p,корр.} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

Δt - 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

Комплект поставки приведен в таблице 3, 4 и 5.

Таблица 3.

| Канал учета | | | Средство измерений | | Наименование измеряемой величины |
|-----------------------|-------------------------|--|-----------------------------|---|--|
| Номер измерит. канала | Код точки измерения | Наименование объекта учета (измерительного канала) | вид СИ | обозначение, тип, метрологические характеристики | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | 233070003107101 | ПС-110/35/10 кВ ВЛ-110 Мартанская | ТН трансформатор напряжения | НКФ-110 А № 648892 В № 652121 С № 652112 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 922-54 | Первичное напряжение, U_1 |
| | | | ТТ трансформаторы тока | ТФНД-110 А № 612 В № 240 С № 810 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71 | Первичный ток, I_1 |
| | | | Счетчик | ЕА05RAL-B-4 № 01089672 Кл.т. 0,5S/1,0 Iном= 5А; № Гос. р. 16666-97 | Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q |
| 2 | 2330700 0310720 1 | ПС-110/35/10 кВ ВЛ-110 ДМ-8 | ТН трансформатор напряжения | НКФ-110 А № 706993 В № 61435 | Первичное напряжение, U_1 |

| | | | | | |
|---|-----------------|--------------------------------------|-----------------------------|--|--|
| | | | | С № 61744 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54 | |
| | | | ТТ трансформаторы тока | ТФНД-110 А № 4597 В № 2966 С № 03402 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71 | Первичный ток, I_1 |
| | | | Счетчик | ЕА05РАL-В-4 № 01089671 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97 | Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q |
| 3 | 233070003107203 | ПС-110/35/10 кВ СМВ-110 | ТН трансформатор напряжения | НКФ-110 А № 648892 В № 652121 С № 652112 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 922-54 | Первичное напряжение, U_1 |
| | | | ТТ трансформаторы тока | ТФН-110 А № 180 В № 607 С № 807 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 652-50 | Первичный ток, I_1 |
| | | | Счетчик | ЕА05РАL-В-4 № 01089706 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97 | Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q |
| 4 | 233070003208101 | ПС-110/35/10 кВ ВЛ-35 Рязанская 1 | ТН трансформатор напряжения | НОМ-35 А № 730597 В № 730645 С № 730587 Коэфф. тр. 35000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 187-49 | Первичное напряжение, U_1 |
| | | | ТТ трансформаторы тока | ТФН-35 А № 5867 С № 5865 Коэфф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 664-51 | Первичный ток, I_1 |

| | | | | | |
|---|-----------------|--------------------------------------|-----------------------------------|---|--|
| | | | Счетчик | EA05RAL-B-3 № 01089797 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97 | Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q |
| 5 | 233070003208102 | ПС-110/35/10 кВ ВЛ-35 Рязанская 2 | ТН трансформатор напряжения | НОМ-35 А № 730597 В № 730645 С № 730587 Коэфф. тр. 35000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 187-49 | Первичное напря- жение, U_1 |
| | | | ТТ трансформа- торы тока | ТФН-35 А № 14594 С № 14770 Коэфф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 664-51 | Первичный ток, I_1 |
| | | | Счетчик | EA05RAL-B-3 № 01089803 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97 | Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q |
| 6 | 231060001113302 | ПС-110/35/10 кВ ТМР-2 ввод 6,3 кВ | ТН трансформатор напряжения | НТМИ-6 № 1004 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-69 | Первичное напря- жение, U_1 |
| | | | ТТ трансформа- торы тока | ТПФ-10 А № 95466 С № 95468 Коэфф. тр. 75/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 517-50 | Первичный ток, I_1 |
| | | | Счетчик | EA05RAL-B-3 № 01089738 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97 | Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q |

Таблица 4.

| Наименование средств измерений | Количество приборов в АИИС КУЭ ОАО «Ку- баньэнерго» КГ Бело- реченская ГЭС | Номер в Госреестре средств из- мерений |
|---|---|---|
| Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983 НКФ-110, НОМ-35, НТМИ-6 | Согласно схеме объекта учета | № 922-54, 187-49, 380-69 |
| Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746 ТФНД-110, ТФН-35, ТПФ-10 | Согласно схеме объекта учета | № 2793-71, 664-51, 517-50 |
| EA05RAL-B-4 EA05RAL-B-3 | По количеству точек учета | №16666-97 |

| | | |
|--|------------------|----------|
| Контроллер СИКОН С70 | Заводской № 1021 | 28822-05 |
| Устройство синхронизации времени УСВ-1 | | 28716-05 |

Таблица 5.

| | |
|--|--|
| Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации. | Необходимое количество для АИ-ИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Белореченская ГЭС |
| Устройство бесперебойного питания для СИКОН С1 | |
| Программный пакет «Пирамида 2000». Версия 8.02 | один |
| Программное обеспечение электросчетчиков ЕвроАЛЬФА | один |
| Формуляр на систему | 1(один) экземпляр |
| Методика поверки | 1(один) экземпляр |
| Руководство по эксплуатации | 1(один) экземпляр |

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Белореченская ГЭС проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» Кубанская Генерация Белореченская ГЭС» Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2007 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков по документу «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки»;
- средства поверки УСВ-1 в соответствии с методикой поверки утвержденной ВНИИФТРИ в 2004г.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) Межгосударственный стандарт «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (класс точности 0,2 S и 0,5 S)».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

МИ 2999-2006 «Рекомендация. ГЦИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Белореченская ГЭС утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ЗАО ИТФ «Системы и технологии»

Адрес: РФ, 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8.

Тел/факс: (4922) 34-09-40, 33-67-66, 33-79-60.

Генеральный директор
ЗАО ИТФ «Системы и технологии»



О.Н. Комаровских