

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «Объединенная энергетическая компания» ПС № 68 110/10 кВ «Битца»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «Объединенная энергетическая компания» ПС № 68 110/10 кВ «Битца» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности в точках измерения ПС № 68 110/10 кВ «Битца», сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределением функций измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодически (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в центры сбора и обработки информации (ЦСОИ) смежных субъектов оптового рынка;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени), соподчинённой национальной шкале времени.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52323 для активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425 для реактивной электрической энергии, установленные на объекте, вторичные электрические цепи, технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных типа RTU-325L (№ 37288-08 в Государственном реестре средств измерений), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, обеспечивающие информационное взаимодействие между уровнями системы, устройство синхронизации системного времени УССВ 35HVS.

На уровне ИВКЭ обеспечивается:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений, привязанных к единому календарному времени, с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений (журналов событий) со всех ИИК, обслуживаемых данным ИВКЭ;
- функции хранения результатов измерений и данных о состоянии средств измерения автоматические;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;
- автоматическую синхронизацию и коррекцию времени в счетчиках электроэнергии;
- ведение Журнала событий;
- предоставление доступа ИВК к результатам измерений;
- предоставление доступа ИВК к данным о состоянии средств измерений;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- диагностику работы технических средств;
- хранение результатов измерений;
- хранение данных о состоянии средств измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и данных;
- хранение суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, электропотребление (выработку) за месяц по каждому каналу и по группам не менее 35 суток.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе специализированного программного обеспечения из состава «Комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-Центр» производства ООО «Эльстер Метроника» (№ 44595-10 в Государственном реестре средств измерений), включающий в себя каналы связи, сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УССВ 35HVS, автоматизированное рабочее место персонала (АРМ).

С уровня ИВКЭ на уровень ИВК информация передается при помощи двух каналов связи на основе сотовой сети стандарта GSM.

На уровне ИВК обеспечивается:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматическое выполнение коррекции времени;
- сбор данных о состоянии средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);
- возможность масштабирования долей именованных величин электрической энергии;
- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений не менее 3,5 лет;
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ИАСУ КУ и другим заинтересованным субъектам ОРЭ;
- безопасность хранения данных и ПО в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 – 2003;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;

- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и ПО;
- разграничение прав доступа к информации;
- измерение интервалов времени и синхронизацию времени от СОЕВ.

Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение накопленной информации происходит при помощи автоматизированного рабочего места (АРМ). Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АРМ функционирует на IBM PC совместимом компьютере в среде Windows.

АРМ обеспечивает представление в визуальном виде и на бумажном носителе следующей информации:

- отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;
- показатели режимов электропотребления;
- максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;
- допустимый и фактический небаланс электрической энергии за любой контролируемый интервал времени.

Первичные фазные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые совместно с первичными напряжениями по проводным линиям связи 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 электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации представляется как:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД).

На верхнем – третьем уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

АИИС ОАО «Объединенная энергетическая компания» ПС № 68 110/10 кВ «Битца» оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Система обеспечения единого времени включает в себя устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), часы счетчиков электрической энергии, часы УСПД, часы сервера. Показания часов УСПД синхронизируются с показаниями часов приемника, установленного на ПС № 68 110/10 кВ «Битца», не реже чем 1 раз в сутки, коррекция при превышении порога ± 2 с. УСПД осуществляет коррекцию показаний часов счетчиков. Сличение показаний часов УСПД и счетчиков осу-

ществляется каждые 30 минут, и корректировка показаний часов счетчиков выполняется при достижении расхождения между показаниями часов УСПД и счетчиков более ± 2 с, но не реже одного раза в сутки. Сличение показаний часов БД с показаниями часов УССВ, установленного в ЦСОИ ОАО «ОЭК», осуществляется постоянно, коррекция при расхождении более ± 2 с, но не реже одного раза в сутки. Ход часов компонентов системы за сутки не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (ДД.ЧЧ.ММ) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД;

б) защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (ПО) из состава «Комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-Центр» версии 12, которое обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

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

Наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 Наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО

| Наименование программного обеспечения | Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения) | Наименование файла | Номер версии программного обеспечения | Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|---------------------------------------|--|--------------------|---------------------------------------|---|---|
| ПО «Альфа-Центр» | Программа – планировщик опроса и передачи данных | amrserver.exe | Не ниже v.4.1.0.0 | e6231ebbb9932e28644dddb424942f6a | MD5 |
| | Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД | amrc.exe | Не ниже v.4.1.0.0 | 6483168dfbf01a78961e91a407e9354b | |
| | Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД | amra.exe | Не ниже v.4.1.0.0 | ab49df259b945819f6486c84ebb2b588 | |
| | Драйвер работы с БД | cdbora2.dll | Не ниже v.4.0.1.0 | 63a918ec9c3f63c5204562fc06522f13 | |
| | Библиотека шифрования пароля счетчиков | encryptdll.dll | Не ниже v.2.0.0.0 | 0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c | |
| | Библиотека сообщений планировщика опросов | alphamess.dll | | b8c331abb5e34444170eee9317d635cd | |

Метрологические и технические характеристики

Состав первого уровня ИК и основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 Метрологические характеристики и состав ИК АИИС КУЭ.

| № ИК | Наименование присоединения | Состав первого уровня ИК | | | УСПД | Вид электроэнергии | Метрологические характеристики ИК | |
|------|--|--|--|--|-----------------------------------|------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | | ТТ | ТН | Счетчик | | | Основная погрешность, % | Погрешность в рабочих условиях, % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | ВЛ 110 кВ Битца - Ясенево с отпайкой (Л-1) | SB 0,8 1000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 20951-08 | TVG 123 110000/√3/100/√3 к.т. 0,2; № Госреестра 38886-08 | СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 36697-08 | RTU-325L № Госреестра 38886-08 | активная реактивная | ±0,8 ±1,3 | ±2,4 ±2,7 |
| 2 | ВЛ 110 кВ Бирюлево - Битца (Л-2) | SB 0,8 1000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 20951-08 | TVG 123 110000/√3/100/√3 к.т. 0,2; № Госреестра 38886-08 | СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,8 ±1,3 | ±2,4 ±2,7 |
| 3 | Ввод 110 кВ Т-1 | SB 0,8 1000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 20951-08 | TVG 123 110000/√3/100/√3 к.т. 0,2; № Госреестра 38886-08 | СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,8 ±1,3 | ±2,4 ±2,7 |
| 4 | Ввод 110 кВ Т-2 | SB 0,8 1000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 20951-08 | TVG 123 110000/√3/100/√3 к.т. 0,2; № Госреестра 38886-08 | СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,8 ±1,3 | ±2,4 ±2,7 |
| 5 | СЭВ 110 кВ | SB 0,8 1000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 20951-08 | TVG 123 110000/√3/100/√3 к.т. 0,2; № Госреестра 38886-08 | СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,8 ±1,3 | ±2,4 ±2,7 |
| 7 | 20054а+2 0102а яч.29 | ТОЛ-10-IM 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 36697-08 | RTU-325L № Госреестра 38886-08 | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |

| № ИК | Наимено- вание присое- динения | Состав первого уровня ИК | | | УСПД | Вид электро- энергии | Метрологиче- ские характери- стики ИК | |
|---------|--|--|---|---|------|----------------------------|---|---|
| | | ТТ | ТН | Счетчик | | | Основная погреш- ность, % | Погреш- ность в рабочих услови- ях, % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 8 | 20052 $\alpha+\beta$ яч.31 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | $\pm 0,5$ $\pm 0,9$ | $\pm 2,1$ $\pm 2,5$ |
| 9 | 20102 $\beta+$ 20054 β яч.33 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | $\pm 0,5$ $\pm 0,9$ | $\pm 2,1$ $\pm 2,5$ |
| 10 | 19064 $\alpha+\beta$ яч.37 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | $\pm 0,5$ $\pm 0,9$ | $\pm 2,1$ $\pm 2,5$ |
| 11 | 139 яч.39 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | $\pm 0,5$ $\pm 0,9$ | $\pm 2,1$ $\pm 2,5$ |
| 12 | Ввод 10 кВ секции 1 Т-1 | ТЛП-10-1 2000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 30709-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | $\pm 0,5$ $\pm 0,9$ | $\pm 2,1$ $\pm 2,5$ |

| | | | | | | | | |
|----|----------------------------------|--|---|---|---|------------------------|--------------|--------------|
| 13 | Фидер 145 яч.45 | ТЛО-10 500/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | RTU-325L № Гос- реестра 38886-08 | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 14 | 21197 яч.47 | ТЛО-10 500/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 15 | ТСН-1 10 кВ яч.49 | ТЛО-10 200/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 16 | ТДГР-1 10 кВ яч.51 | ТЛО-10 200/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 17 | СВ секции 1 10 кВ яч.53 | ТЛО-10 1500/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 18 | 21144α+β яч.1 | ТЛО-10 500/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 19 | 103α+β яч.3 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | RTU-325L № Гос- реестра 38886-08 | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |

| | | | | | | | | |
|----|----------------------------------|--|---|---|---|------------------------|--------------|--------------|
| 20 | 19066α+β яч.5 | ТЛО-10 500/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 21 | 20053α+β яч.9 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 22 | 20196α+β яч.11 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 23 | Ввод 10 кВ секции 3 Т-1 | ТЛП-10-1 2000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 30709-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 24 | 20196γ+δ яч.17 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 25 | 20049 яч.19 | ТЛО-10 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | RTU-325L № Гос- реестра 38886-08 | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 26 | 19068 яч.21 | ТЛО-10 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |

| | | | | | | | | |
|----|----------------------------------|--|---|---|---|------------------------|--------------|--------------|
| 27 | ТДГР-3 10 кВ яч.23 | ТЛО-10 200/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 28 | СВ секции 3 10 кВ яч.25 | ТЛО-10 1500/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 29 | ТДГР-2 10 кВ яч.52 | ТЛО-10 200/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 30 | 20100β яч.50 | ТЛО-10 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 31 | Фидер 248 яч.48 | ТЛО-10 500/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | RTU-325L № Гос- реестра 38886-08 | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 32 | 21026γ+δ яч.46 | ТОЛ-10-IM 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 33 | Ввод 10 кВ секции 2 Т-2 | ТЛП-10-1 2000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 30709-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |

| | | | | | | | | |
|----|--------------------------|--|---|--|---|------------------------|--------------|--------------|
| 34 | 20100α яч.40 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 35 | 18073α+β яч.38 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 36 | 134α+β яч.34 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 37 | 21026α+β яч.32 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | RTU-325L № Гос- реестра 38886-08 | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 38 | 19075α+β яч.30 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 39 | ТСН-2 10 кВ яч.26 | ТЛО-10 200/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Госрее- стра 36697- 08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 40 | ТДГР-4 10 кВ яч.24 | ТЛО-10 200/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |

| | | | | | | | | |
|----|----------------------------------|--|---|--|---|------------------------|--------------|--------------|
| 41 | 21029 яч.22 | ТЛО-10 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 42 | 21143 яч.18 | ТЛО-10 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 43 | 20047 яч.16 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 44 | 18077 $\alpha+\beta$ яч.14 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Госре- естра 36697- 08 | RTU-325L № Гос- реестра 38886-08 | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 45 | Ввод 10 кВ секции 4 Т-2 | ТЛП-10-1 2000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 30709-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 46 | 28007 $\alpha+\beta$ яч.8 | ТЛО-10 500/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Госрее- стра 36697- 08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 47 | 20198 яч.6 | ТОЛ-10-ИМ 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |

| | | | | | | | | |
|----|------------------------------------|---|---|--|---|------------------------|--------------|--------------|
| 48 | 19076 яч.4 | ТОЛ-10-IM 400/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 36307-07 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 49 | 28007γ+δ яч.2 | ТЛО-10 500/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 25433-11 | НАМИ-10 10000/100 к.т. 0,2; № Госреестра 11094-87 | СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | RTU-325L № Гос- реестра 38886-08 | активная реактивная | ±0,5 ±0,9 | ±2,1 ±2,5 |
| 50 | ТСН-1 0,4 кВ | ТНШЛ-0,66 1000/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 47957-11 | - | СЭТ- 4ТМ.03М. 08 к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,9 ±1,5 | ±5,3 ±4,6 |
| 51 | ТСН-2 0,4 кВ | ТНШЛ-0,66 1000/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 47957-11 | - | СЭТ- 4ТМ.03М. 08 к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,9 ±1,5 | ±5,3 ±4,6 |
| 52 | ТСН-3 0,4 кВ | ТНШЛ-0,66 1000/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 47957-11 | - | СЭТ- 4ТМ.03М. 08 к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,9 ±1,5 | ±5,3 ±4,6 |
| 53 | Насос пожаро- тушения № 1 | ТОП-0,66 100/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 47959-11 | - | СЭТ- 4ТМ.03М. 08 к.т. 0,2S/0,5; № Гос- реестра 36697-08 | | активная реактивная | ±0,9 ±1,5 | ±5,3 ±4,6 |

| | | | | | | | | |
|----|--|---|---|--|--------------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| 54 | Сварочные посты здания трансформаторов | ТОП-0,66 150/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 47959-11 | - | СЭТ-4ТМ.03М.08 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 36697-08 | RTU-325L № Госреестра 38886-08 | активная реактивная | $\pm 0,9$ $\pm 1,5$ | $\pm 5,3$ $\pm 4,6$ |
| 55 | Сварочные посты и освещение ОРУ 110 кВ | ТШП-0,66 300/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 47957-11 | - | СЭТ-4ТМ.03М.08 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 36697-08 | | активная реактивная | $\pm 0,9$ $\pm 1,5$ | $\pm 5,3$ $\pm 4,6$ |
| 56 | Насос пожаротушения № 2 | ТОП-0,66 100/5 к.т. 0,5S; № Госреестра 47959-11 | - | СЭТ-4ТМ.03М.08 к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 36697-08 | | активная реактивная | $\pm 0,9$ $\pm 1,5$ | $\pm 5,3$ $\pm 4,6$ |

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия:

параметры сети:

- напряжение (0,95 – 1,05) $U_{ном}$; ток (1 – 1,2) $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8_{инд.}$;
- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус 40 °С до + 50 °С; счетчиков - от + 18 °С до + 25 °С; УСПД RTU-325L - от + 15 °С до + 25 °С; ИВК «АльфаЦЕНТР» - от + 15 °С до + 25 °С;
- частота питающей сети переменного тока от 49,8 до 50,2 Гц;

4. Рабочие условия:

- для ТТ и ТН:
- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 ÷ 1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,05 ÷ 1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - (0,5 ÷ 1,0) (0,87 ÷ 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;
- допускаемая температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.
- для счетчиков электроэнергии:
- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 ÷ 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,02 ÷ 1,2) $I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - 0,5 ÷ 1,0 (0,87 ÷ 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;
- допускаемая температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 60 °С;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Глубина хранения информации:

Глубина хранения 3 минутного графика нагрузки в памяти электросчетчика не менее 3 суток.

Глубина хранения 30 минутного графика нагрузки в памяти электросчётчика не менее 35 суток.

Глубина хранения 3 минутных графиков нагрузки в памяти ИВКЭ (УСПД) составляет не менее 3 суток.

Глубина хранения 30 минутных графиков нагрузки в памяти ИВКЭ (УСПД) составляет не менее 35 суток.

Глубина хранения информации в базе данных ИВК не менее 3,5 лет.

6. Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности 24 часа;

- устройство сбора и передачи данных - среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 24 часов.

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 86400 часов среднее время восстановления работоспособности 2 дня.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на верхнюю часть титульного листа инструкции по эксплуатации и паспорта АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входят изделия, указанные в таблице 3.

Таблица 3 Комплект поставки средства измерений

| Наименование изделия | Кол-во шт. | Примечание |
|--|------------|------------|
| Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М | 49 | |
| Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М.08 | 7 | |
| Трансформатор тока SB 0,8 | 15 | |
| Трансформатор тока ТОЛ-10-IM | 40 | |
| Трансформатор тока ТЛП-10-1 | 8 | |
| Трансформатор тока ТЛО-10 | 40 | |
| Трансформатор тока ТНШЛ-0,66 | 9 | |
| Трансформатор тока ТОП-0,66 | 9 | |
| Трансформатор тока ТШП-0,66 | 3 | |
| Трансформатор напряжения TVG 123 | 6 | |
| Трансформатор напряжения НАМИ-10 | 4 | |
| Устройство передачи данных RTU-325L | 1 | |
| Устройство синхронизации системного времени УССВ 35HVS | 2 | |
| Сервер БД | 1 | |
| GSM-Модем Cinterion mc52i | 1 | |
| GSM-Модем iRZ MC52iT | 2 | |

| | | |
|--|---|--|
| Специализированное программное обеспечение (ПО) из состава «Комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-Центр» | 1 | |
| Методика поверки 075-12040054-1-00-13.МП | 1 | |
| Инструкция по эксплуатации 075-12040054-1-00-13.ИЭ | 1 | |
| Паспорт 075-12040054-1-00-13.ПС | 1 | |

Поверка

осуществляется по документу 075-12040054-1-00-13.МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Объединенная энергетическая компания» ПС № 68 110/10 кВ «Битца» Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» 18.06.2013 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6√3...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- для счетчиков электрических многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, часть 2, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ;
- для устройства сбора и передачи данных RTU-325L – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯ-ИМ.466.453.005МП»;
- средства измерений в соответствии с МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений в соответствии с МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- прибор для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энерготестер ПКЭ»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр «CENTER» (мод.314).

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений описан в методике измерений 075-12040054-1-00-13.МИ, утвержденной и аттестованной в установленном порядке.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-21:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Объединенная энергетическая компания»

Юридический адрес: 115035, г. Москва, Раушская набережная, д.8.

Почтовый адрес: 115035, г. Москва, Раушская набережная, д.8.

e-mail: info@unesco.ru, тел: (495) 657-91-01, факс: (495) 664-70-01.

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Межрегион-Энерго».

Юридический адрес: 123104, г. Москва, ул. Большая Бронная, д.23

стр.1, e-mail: mezregion@mezregion.ru, тел: (495) 984-71-08, факс:

(495) 984-71-16.

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Марийский ЦСМ»,
424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, 3

тел. 8 (8362) 41-20-18, факс 41-16-94

Аттестат аккредитации № 30118-11 от 08.08.2011.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___»_____2013 г.