

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная ОАО «Челябинский цинковый завод» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии автоматизированной ОАО «Челябинский цинковый завод» с Изменением № 1 является обязательным дополнением к описанию типа системы информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии автоматизированной ОАО «Челябинский цинковый завод», Сертификат об утверждении типа RU.E.34.005.A № 23319, регистрационный № 31259-06, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений №№ 7, 8.

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная ОАО «Челябинский цинковый завод» с Изменением № 1 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, накопления и обработки информации о потреблении и отпуске электрической энергии и мощности отдельными технологическими объектами ОАО «Челябинский цинковый завод», хранения и отображения полученной информации, формирования отчетов по потреблению и отпуску электроэнергии для Администратора торговой системы, Системного оператора и смежных участников оптового рынка электроэнергии в коммерческих целях.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией 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;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии 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 в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состояниях объектов и средств измерений со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломб и т.д.);
- 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).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы точек измерений электроэнергии (ИИК ТИ), предназначенные для измерения и учета электрической энергии и мощности и построенные на базе следующих средств измерений, внесенных в Государственный реестр средств измерений и перечисленных в таблице 2:

- измерительных трансформаторов тока (ТТ) по ГОСТ 7746;
- измерительных трансформаторов напряжения (ТН) по ГОСТ 1983;
- счетчиков электрической энергии трехфазных многофункциональных Альфа А1800, Госреестр № 31857-11.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) в состав которого входят:

- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии на основе УСПД серии RTU-300, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД) RTU 325 с подключенным устройством синхронизации системного времени (мод. GPS-35HVS), обеспечивающее интерфейс доступа к ИИК ТИ и к информационно-вычислительному комплексу (ИВК).

Третий уровень - уровень ИВК, который состоит из:

- технических средств для организации локальной вычислительной сети, разграничения прав доступа к информации, приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- компьютера в серверном исполнении (сервер баз данных) и автоматизированных рабочих мест (АРМ) для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений, отображения результатов измерений и технологической информации АИИС КУЭ;
- программного обеспечения (ПО) Альфа Центр.

Первый уровень АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое проведение измерений в точках измерений. Измерительные трансформаторы тока и напряжения АИИС КУЭ преобразуют входные токи и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы соответствующего электронного счетчика электрической энергии. Счетчик электрической энергии с заданной периодичностью измеряет входные значения токов и напряжений и использует полученные значения для расчета средней за период активной и полной мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Полученные результаты интегрируются на получасовых интервалах и сохраняются во внутреннем формате в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили нагрузки).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на вход УСПД, которое выполняет следующие функции:

- сбор измерительной и диагностической информации с ИИК ТИ;
- контроль достоверности измерительной информации;
- ведение журнала событий УСПД;
- предоставление доступа к собранной информации и журналам событий;
- периодическую синхронизацию времени в УСПД и в обслуживаемых УСПД счетчиках электроэнергии.

Среднюю активную/реактивную электрическую мощность и приращение активной/реактивной электрической энергии на интервале времени усреднения 30 минут для каждого ИИК ТИ вычисляют путем умножения данных профиля нагрузки счетчика этого ИИК ТИ за рассматриваемый получасовой интервал на соответствующие коэффициенты.

Второй уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- диагностику работы технических средств;
- хранение данных о состоянии средств измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

Третий уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- автоматический сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- замещение отсутствующей измерительной информации;
- формирование архива измеренных величин;
- формирование архива технической и диагностической информации;
- доступ к коммерческой информации;
- доступ к технологической и диагностической информации;
- формирование сальдо по электропотреблению;
- контроль за состоянием программно-технических средств АИИС КУЭ;
- подготовка отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в НП «АТС» по электронной почте;
- заверение подготовленного отчета электронно-цифровой подписью и отправка его в организации–участники оптового рынка электроэнергии и измерительно-вычислительный комплекс ЗАО «Энергопромышленная компания» через сеть интернет по электронной почте;
- доступ ИАСУ КУ НП «АТС» к информации АИИС в рамках процедуры технического контроля.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая обеспечивает автоматическое измерение времени и ведение календаря с помощью внутренних часов счетчиков, УСПД и сервера баз данных системы.

Синхронизация показаний часов УСПД осуществляется с использованием эталонных сигналов частоты и времени, принимаемых GPS-приемником глобальной спутниковой системы навигации типа GPS-35HVS, который подключен к УСПД. Синхронизация осуществляется один раз в 60 минут, допустимое отклонение показаний часов УСПД от действительного времени ± 2 с.

УСПД осуществляет коррекцию показаний часов сервера баз данных и счетчиков электрической энергии. Сличение показаний часов сервера баз данных и УСПД осуществляется при каждом опросе УСПД, при расхождении ± 2 с происходит корректировка показаний часов сервера баз данных.

Сличение показаний часов счетчиков электрической энергии и УСПД осуществляется каждые 30 мин, при расхождении ± 2 с происходит корректировка показаний часов счетчика, но не чаще, чем один раз с в сутки.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и УСПД АИИС КУЭ отражают время коррекции (дата, часы, минуты) показаний часов указанных устройств и расхождение в секундах показаний часов корректируемого и корректирующего устройства в момент времени, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

Программное обеспечение АИИС КУЭ включает в себя стандартное и специальное ПО, функционирующее на ИВК АИИС КУЭ:

- ПО сервера в составе:
 - стандартное ПО : MS Windows 2003 Server, Oracle Server;
 - специальное ПО Альфа Центр;
- ПО компьютера АРМ в составе:
 - стандартное ПО: MS Windows XP, Service Pack 3, Microsoft Office;
 - специальное ПО Альфа Центр.

Идентификационные данные программного обеспечения указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер)	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Альфа Центр	ac_metrology.dll	12.1.0.0	3e736b7f380863f44 cc8e6f7bd211c54	MD-5

Уровень защиты ПО средства измерений от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, соответствующих точкам измерений №№ 7, 8:

- активной электрической энергии и мощности 2;
- реактивной электрической энергии и мощности 2.

Перечень ИК АИИС КУЭ, соответствующих точкам измерений №№ 7, 8, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования объекта, наименования присоединения, типов, номеров регистрации средства в Государственном реестре средств измерений, классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической, входящих в состав ИК, представлен в таблице 2.

Таблица 2

№ ИИК ТИ	№ ИК	Наименование объекта (электростанция, подстанция); наименование присоединения	Типы счетчиков, ТТ и ТН, входящих в состав ИК; № Государственного реестра; класс точности; номинальный первичный и вторичный ток/напряжение для ТТ и ТН (в виде дроби)	Измеряемая энергия и мощность	Метрологические характеристики ИК	
					Основная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
7	7.1	ПС Цинковая-110; Ввод Т1 110 кВ	Альфа А1800, исп. А1802RL-P4G-DW-4, Госреестр № 31857-11; класс точности 0,2S/0,5; ТРГ-110 П*, Госреестр № 26813-06; класс точности 0,2; 200/5; НАМИ-110 УХЛ1, Госреестр № 24218-08; класс точности 0,2; 110000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$; УСПД типа RTU 325, Госреестр № 19495-03	активная прием	±0,7	±1,3
	7.2			реактивная прием	±1,3	±2,0
8	8.1	ПС Цинковая-110; Ввод Т2 110 кВ	Альфа А1800, исп. А1802RL-P4G-DW-4, Госреестр № 31857-11; класс точности 0,2S/0,5; ТРГ-110 П*, Госреестр № 26813-06; класс точности 0,2; 200/5; НАМИ-110 УХЛ1, Госреестр № 24218-08; класс точности 0,2; 110000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$; УСПД типа RTU 325, Госреестр № 19495-03	активная прием	±0,7	±1,3
	8.2			реактивная прием	±1,3	±2,0

Примечания.

1 Характеристики даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовая);

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны доверительные границы относительной погрешности ИК при измерении электрической энергии и средней мощности, %, при доверительной вероятности 0,95;

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;

4 Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) Уном; ток (1-1,2) Iном; cosφ = 0,9 инд.;

- температура окружающей среды – (20 ± 5) °С;

5 Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) Уном; ток (0,05-1,2) Ином; $\cos\varphi$ не менее 0,8 инд.;
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока ТРГ-110 П* от минус 55 до 45 °С, для измерительных трансформаторов напряжения НАМИ-110 УХЛ1 от минус 60 до 40 °С для счетчиков типа Альфа А1800 от минус 40 до 65 °С;

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $I = 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика в точках измерений от 10 до 30 °С. Представленные значения основной погрешности и погрешности в рабочих условиях получены расчетным путем согласно соотношениям, приведенным в методике поверки МП 66-263-2005 с Изменением № 1;

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных выше. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется в соответствии с требованиями МИ 2999-2011 актом в установленном на ОАО «Челябинский цинковый завод» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных $\pm 0,01$ %.
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии $\pm 0,01$ %.
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности $\pm 0,01$ %.
Пределы допускаемого отклонения показаний часов любого компонента системы от действительного времени в национальной шкале времени UTC(SU)* при работающей системе коррекции времени, с ± 5 .

Условия эксплуатации АИИС КУЭ:

- условия эксплуатации компонентов системы приведены в эксплуатационной документации на соответствующие компоненты;
- температура окружающей среды для УСПД, сервера баз данных и АРМ АИИС КУЭ от 10 до 40 °С;
- напряжение электропитания оборудования ИВКЭ и ИВК – стандартная сеть переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 220 В;
- мощность, потребляемая отдельным компонентом АИИС КУЭ, не более 50 Вт.

Показатели надежности компонентов АИИС КУЭ:

- средняя наработка на отказ счетчика электрической энергии типа Альфа А1800 не менее 120 000 ч;
- средний срок службы счетчика электрической энергии типа Альфа А1800 не менее 30 лет;
- средняя наработка на отказ УСПД не менее 40 000 ч;
- срок службы УСПД не менее 30 лет.

* UTC(SU) – национальная шкала координированного времени Российской Федерации (см. 3.1.15 ГОСТ 8.567-99).

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;

- 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.

Глубина хранения информации:

– электросчетчик – глубина хранения данных графиков нагрузки для одного канала с интервалом тридцать минут не менее 120 дней (функция автоматизирована). При увеличении количества каналов пропорционально уменьшается глубина хранения;

– УСПД – суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 100 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3 года;

– ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ ОАО «Челябинский цинковый завод» с Изменением № 1.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Челябинский цинковый завод» с Изменением № 1 определена в Формуляре ЭПК746/11-1.ФО, в который входит полный перечень технических средств, из которых комплектуются основные и добавленные измерительные каналы АИИС КУЭ. В комплект входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки МП 66-263-2005 с Изменением № 1.

Поверка

Поверка осуществляется по документу МП 66-263-2005 «ГСИ. Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная ОАО «Челябинский цинковый завод». Методика поверки», утвержденному ФГУП «УНИИМ» в декабре 2005 г., с Изменением № 1, утвержденным в декабре 2012 г.

Средства поверки АИИС КУЭ:

- приемник навигационный МНП-МЗ, Государственный реестр № 38133-08, пределы допускаемой инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) формирования метки времени, выдаваемой потребителям, по отношению к шкале времени UTC(SU) ± 100 нс;

- секундомер СОСпр, диапазоны (0-60) с, (0-60) мин, класс точности 2,ТУ 25-1894.003-90;

- средства поверки измерительных компонентов АИИС КУЭ в соответствии методиками поверки этих компонентов, представленными в документах:

- ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки.», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;

- «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ» в 2003 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений представлена в Инструкции по эксплуатации ЭПК746/11-1.ИЭ.02.2.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии автоматизированной ОАО «Челябинский цинковый завод» с Изменением № 1

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

2. ГОСТ Р 52320-2005 (МЭК 62052-11:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии».

3. 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».

4. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

5. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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

7. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябинский цинковый завод». Техническое задание с дополнением № 3.

8. ЭПК746/11-1.ИЭ.02.2.Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябинский цинковый завод». Инструкция по эксплуатации.

9. ЭПК746/11-1.ФО. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «Челябинский цинковый завод». Формуляр.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «Энергопромышленная компания»; 620144, г. Екатеринбург, ул.Фрунзе, д. 96, «В».

Тел.: 8 (343) 251-19-96

Факс: 8 (343) 251-19-85

e-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» (ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ»); 620000, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4.

Тел.: 8 (343) 350-26-18

Факс: 8 (343) 350-20-39

e-mail: uniim@uniim.ru

Аттестат аккредитации № 30005-11 от 03.08.2011.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

М.п.

Ф.В. Булыгин

«___» _____ 2013 г.