

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «Техприбор»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «Техприбор» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами ОАО «Техприбор», сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
 - периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени измеренных данных о приращениях электрической энергии и значениях электрической энергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
 - хранение результатов измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
 - обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
 - разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
 - передача результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам оптового и розничного рынков электрической энергии (далее внешним организациям);
 - передача результатов измерений по электронной почте в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам;
 - предоставление контрольного санкционированного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны внешних организаций;
 - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
 - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
 - конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
 - ведение времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).
- АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:
- 1-й уровень – информационно-измерительный комплекс точек измерения, включающий:
- измерительные трансформаторы тока (ТТ),
 - измерительные трансформаторы напряжения (ТН),
 - вторичные измерительные цепи,
 - счетчики электрической энергии.
- 2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс, включающий:
- ИВК-Сервер баз данных ЦСОИ ЗАО «Энергосбытовая компания Кировского завода» (далее – сервер);
 - автоматизированное рабочее место (АРМ) энергетика,

- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура),
- устройство синхронизации времени (УСВ-2)

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии.

Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывает полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерения активной мощности (P) счетчиками выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Сервер осуществляет сбор и обработку результатов измерений, в том числе расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений внешним организациям осуществляется по основному, выделенному интернет каналу телефонной сети и по резервному каналу телефонной сети общего пользования, обеспечивающему подключение к сети интернет.

Коррекция часов счетчиков производится от часов сервера гарантирующего поставщика в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение показаний часов сервера и часов счетчиков АИИС КУЭ превосходит ± 2 с. Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера АИИС КУЭ.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Состав измерительных каналов приведен в табл. 1.

Таблица 1

| Но- мер ИК | Наименование присоединения | Состав измерительных каналов | | | |
|------------------|-------------------------------|--|--|---|---|
| | | Трансформатор тока | Трансформатор напряжения | Счетчик электрической энергии | Оборудо- вание ИВК (2-й уровень) |
| 1 | РП-6180, ячейка 6 | ТОЛ-10-1-8, 1000/5; КТ 0,5S, ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 15128-07; зав. № 1522 зав. № 30861 зав. № 30860 | ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, 6000/100; 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 40740-09; зав. № 628 | Меркурий 230 ART2-00 PQRSIDN; Iном = 5 А; Uном = 100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2004; Госреестр СИ № 23345-07; зав. № 9323218 | Каналообразующая аппаратура; ИВК-Сервер ЦСОД; АРМ энергетика; УСВ-2, зав. № 2075, Госреестр СИ № 41681-10; ПО «АльфаЦЕНТР» |

Продолжение таблицы 1

| | | | | | |
|---|------------------------|--|--|---|---|
| 2 | РП -6180, ячейка 13 | ТОЛ-10-1-8, 1000/5; КТ 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 15128-07 зав. № 30859 зав. № 1523 зав. № 1521 | ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, 6000/100; 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 40740-09; Зав. № 629 | Меркурий 230 ART2-00 PQRSIDN; Ином = 5 А; Уном = 100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2004; Госреестр СИ № 23345-07; зав. № 9323226 | Каналообразующая аппаратура; ИВК-Сервер ЦСОД; АРМ энергетика; УСВ-2, зав. № 2075, Госреестр СИ № 41681-10; ПО «АльфаЦЕНТР» |
| 3 | РП-6345, ячейка 1 | ТПЛ-10-М-У2, 600/5; КТ 0,5S, ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 22192-07 зав. № 7145 зав. № 7154 зав. № 7144 | ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2, 6000/100; 0,2, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 40740-09; зав. № 627 | Меркурий 230 ART2-00 PQRSIDN; Ином = 5 А; Уном =100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2004; Госреестр СИ № 23345-07; зав. № 9314133-11 | |

Примечания – Допускается замена измерительных трансформаторов, УСВ-2, счетчиков электрической энергии на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 1. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Техприбор» используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

ПО «АльфаЦЕНТР» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство о метрологической аттестации № АПО-001-12 от 31 мая 2012 г., выданное ФГУП «ВНИИМС».

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» соответствует уровню «С» в соответствии с разд. 2.6 МИ 3286-2010.

Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» приведены в табл. 2.

Таблица 2

| Наименование программного обеспечения | Номер версии программного обеспечения | Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|---------------------------------------|---------------------------------------|---|---|
| ПО «АльфаЦЕНТР» | 12.01 | 3E736B7F380863F44CC8E 6F7BD211C54 | MD5 |

Метрологические и технические характеристики

| | |
|--|-----------------------------|
| Количество измерительных каналов (ИК) коммерческого учета | 3 |
| Номинальное напряжение на вводах системы, кВ | 6 |
| Отклонение напряжения от номинального, % | ±10 |
| Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А | 1000 (ИК 1,2) 600 (ИК 3) |
| Диапазон изменения тока в % от номинального значения тока | от 1 до 120 |
| Коэффициент мощности, cos φ | 0,5 – 1 |
| Диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С: – трансформаторов тока, счетчиков, | от 15 до 30 |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с, не более | ±5 |
| Средняя наработка на отказ счетчиков, ч, не менее | 150000 |

Пределы относительных погрешностей (приписанные характеристики погрешности) измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ приведены в табл. 3

Таблица 3

| Но- мер ИК | Наименование присоединения | Значе- ние cosφ | Активная энергия | | | |
|--------------------|---|-----------------------|------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|---|
| | | | $2\% I_{НОМ} \leq I < 5\% I_{НОМ}$ | $5\% I_{НОМ} \leq I < 20\% I_{НОМ}$ | $20\% I_{НОМ} \leq I < 100\% I_{НОМ}$ | $100\% I_{НОМ} \leq I \leq 120\% I_{НОМ}$ |
| Активная энергия | | | | | | |
| 1 2 3 | РП-6180, яч. 6 РП-6180, яч. 13 РП-6345, яч. 1 | 1,0 | ±2,4 | ±1,6 | ±1,5 | ±1,5 |
| 1 2 3 | РП-6180, яч. 6 РП-6180, яч. 13 РП-6345, яч. 1 | 0,8 | ±3,2 | ±2,0 | ±1,8 | ±1,8 |
| 1 2 3 | РП-6180, яч. 6 РП-6180, яч. 13 РП-6345, яч. 1 | 0,5 | ±5,5 | ±3,1 | ±2,4 | ±2,4 |
| Реактивная энергия | | | | | | |
| 1 2 3 | РП -6180, яч. 6 РП -6180, яч. 13 РП-6345, яч. 1 | 0,8 | ±5,4 | ±3,9 | ±3,5 | ±3,5 |
| 1 2 3 | РП -6180, яч. 6 РП -6180, яч. 13 РП-6345, яч. 1 | 0,5 | ±4,1 | ±3,4 | ±3,3 | ±3,3 |

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчики электрической энергии – среднее время наработки на отказ, не менее 150000 ч, средний срок службы 30 лет;
- трансформатор тока – среднее время наработки на отказ, не менее 4000000. Средний срок службы 30 лет;
- трансформатор напряжения – среднее время наработки на отказ, не менее 400000. Средний срок службы 30 лет;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ, не менее 35000 ч. Средний срок службы 15 лет.

Надежность системных решений:

§ резервирование питания компонентов АИИС КУЭ с помощью источника бесперебойного питания;

§ резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники рынка электроэнергетики по электронной почте;

§ регистрация событий:

в журнале событий счетчика:

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

Защищенность применяемых компонентов:

§ механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

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

§ защита информации на программном уровне:

– результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

– электросчетчик – 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток;

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

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «Техприбор».

Комплектность средства измерений

| Наименование | Обозначение (марка и/или тип оборудования, версия ПО) | Кол-во |
|-------------------------------|---|--------|
| 1 | 2 | 3 |
| Счетчик электрической энергии | Меркурий 230ART2-00 PQRSIDN | 3 |
| Трансформаторы тока | ТПЛ-10-М-У2 | 3 |
| | ТОЛ-10-1-8 | 6 |
| Трансформаторы напряжения | ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2 | 3 |

| 1 | 2 | 3 |
|--------------------------------------|--------------------|---|
| Устройство синхронизации времени | УСВ-2 | 1 |
| Преобразователь интерфейсов | ADAM 4520 | 2 |
| Модем | Cinterion MC-52iT | 2 |
| | IRZ MC-52i | 2 |
| Программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» | AC_UE | 1 |
| Методика измерений | СП6СТ829.00.000 МИ | 1 |
| Паспорт | СП6СТ829.00.000 ПС | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

– средства поверки и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в табл. 2 МИ 3000-2006.

Сведения о методиках (методах) измерений

Измерения производятся в соответствии с документом «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО «Техприбор» СПб СТ829.00.000 МИ. Свидетельство об аттестации № 01.00292.432.00235-2012 от 21.08.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «Техприбор»

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

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений:

– осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «Энергосбытовая компания Кировского завода»

Адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, пр-т Стачек, д. 47.

Тел. (812) 783-68-07, факс (812) 326-56-33.

Http: www.eskzgroup.ru.

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург» зарегистрирован в Государственном реестре под № 30022-10.
190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1.
Тел.: (812) 244-62-28, 244-12-75, факс: (812) 244-10-04.
E-mail: letter@rustest.spb.ru.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по
техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2013 г.