

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Красноярскэнергосбыт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Красноярскэнергосбыт» (далее АИИС) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

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

АИИС выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический и 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;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны серверов организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- 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;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС;
- измерение времени;
- прием, обработка и передача измерительной информации от АИИС КУЭ смежных субъектов оптового рынка электроэнергии.

АИИС имеет трехуровневую структуру:

- первый уровень - измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

ИИК ТИ включают в себя:

- трансформаторы тока (ТТ) и их вторичные цепи;
- трансформаторами напряжения (ТН) и их вторичные цепи;
- счётчики электроэнергии.

ИВК является центром сбора и обработки информации (ЦСОД) АИИС КУЭ ОАО "Красноярскэнергосбыт", состоящим из комплекса информационно вычислительного «ИКМ-Пирамида» (№Г. р. № 45270-10).

Принцип действия АИИС основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение) с использованием электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), измерении и интегрировании мгновенной

мощности с использованием счетчиков электрической энергии, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности.

Вычисленные значения активной и реактивной мощности каждого направления преобразуются в частоту следования импульсов. Во внутренних регистрах счетчиков осуществляется накопление импульсов, соответствующих каждому виду и направлению передачи электроэнергии в течение интервала времени 30 минут. По окончании этого интервала времени накопленное количество импульсов из каждого регистра переносится в долговременную энергонезависимую память с указанием времени измерений в шкале координированного времени UTC(SU). Далее данные со счетчиков по каналобразующей аппаратуре передаются на уровень ИБК.

Каналообразующая аппаратура состоит из модемов GSM модемов с поддержкой передачи данных по GPRS, каналов местных операторов GSM-сети и сети Интернет.

В ИБК осуществляется:

- сбор данных со счетчиков электроэнергии;
- хранение полученных в результате обработки (закрывающуюся в пересчете количества накопленных импульсов за период 30 минут в именованные величины и умножении их на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) приращений электроэнергии в базе данных;
- визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;

передачу результатов измерений сторонним субъектам ОРЭ

АИИС выполняет функцию измерения времени в шкале UTC. Данная функция осуществляется следующим образом.

Для синхронизации по сигналам точного времени от системы глобального позиционирования GPS используется приемник сигналов точного времени УСВ-2. Синхронизация времени сервера ИБК происходит автоматически от УСВ-2. ИБК формирует свою шкалу времени и далее передает ее на уровень ИИК ТИ. При каждом опросе счетчика вычисляется поправка времени часов счетчика. И если поправка превышает величину ± 2 с, ИБК формирует команду на синхронизацию счетчика.

ИИК ТИ, ИБКЭ, ИБК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

Перечень измерительных компонентов в составе ИК АИИС приведен в таблице 1.

В АИИС КУЭ допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками, не худшими, чем у перечисленных в таблице 1. Замена оформляется в порядке, установленном МИ 2999-2011.

Таблица 1 - Перечень измерительных компонентов (СИ) в составе ИК АИИС

№ ИК	Наименование ИК	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики электрической энергии			
		Тип	№ Г. р.	К-т тр.	Кл. т.	Тип	№ Г. р.	К-т тр.	Кл. т.	Тип	№ Г. р.	Кл. т.	
												акт.	ре-акт.
1	ПС №39 "Учум" 110/35/10 кВ С-327	ТФЗМ 110Б-IV	26422-06	200/5	0,5	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	110000/100	0,2	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	0,5S	1
2	ПС "Красный Хутор", ТП-715 яч.3	ТПЛ-10-М	22192-03	30/5	0,5S	НАМИТ-10-2	16687-07	10000/100	0,5	Меркурий 230	23345-07	0,5S	1
3	ПС "Никитино", ТП-718, Т-73, фидер 0,4 кВ	ТТИ-А	28139-12	100/5	0,5S	Не используется				Меркурий 230	23345-07	0,5S	1

Программное обеспечение

Программная часть АИИС представлена специализированным программным обеспечением из состава ИИС Пирамида (№ Госреестра СИ 21906-11).

Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС приведены в таблице 2.

Программное обеспечение имеет защиту от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствующую уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Составляющая погрешности из-за влияния программного обеспечения не превышает единицы младшего разряда результата измерений.

Таблица 2 - Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	PClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.7
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	2168821248
Идентификационное наименование программного обеспечения	PCurrentValues.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	2869679500
Идентификационное наименование программного обеспечения	PFillProfile.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	1132808500
Идентификационное наименование программного обеспечения	PFixData.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	2785434575
Идентификационное наименование программного обеспечения	PFixed.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	336649577
Идентификационное наименование программного обеспечения	PProcess.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	2.0.2.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	1726524298

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	PReplace.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	536220022
Идентификационное наименование программного обеспечения	PRoundValues.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	1454807780
Идентификационное наименование программного обеспечения	PValuesFromFixed.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму CRC32)	3476001381

Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов.....	3
Границы допускаемой относительной основной погрешности измерений активной и реактивной электрической энергии, при доверительной вероятности $P=0,95^1$ в нормальных условиях применения	приведены в таблице 3
Границы допускаемой относительной погрешности измерений активной и реактивной электрической энергии, при доверительной вероятности $P=0,95$ в рабочих условиях применения	приведены в таблице 4
Пределы допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC не более, с	± 5
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут.....	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет.....	3,5
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ	автоматическое
Рабочие условия применения компонентов АИИС:	
- температура окружающего воздуха (кроме ТТ и ТН), °С	от 0 до плюс 40
- температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С.....	от минус 40 до плюс 40
- частота сети, Гц.....	от 49,5 до 50,5
- напряжение сети питания, В.....	от 198 до 242
- индукция внешнего магнитного поля, мТл.....	не более 0,05
Допускаемые значения информативных параметров:	
- ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120

¹ Рассчитаны по методике РД 153-34.0-11.209-99

- напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ от 90 до 110
- коэффициент мощности $\cos \varphi$ 0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк.
- коэффициент реактивной мощности, $\sin \varphi$ 0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк.

Таблица 3 - Границы допускаемой основной относительной погрешности измерения активной ($\delta_{W_o}^A$) энергии

I, % от I _{ном}	Коэффи- циент мощности	ИК № 1	ИК № 2	ИК № 3
		$\delta_{W_o}^A$, %	$\delta_{W_o}^A$, %	$\delta_{W_o}^A$, %
2	0,5	-	± 4,9	± 4,7
2	0,8	-	± 2,7	± 2,6
2	0,865	-	± 2,4	± 2,3
2	1	-	± 1,9	± 1,8
5	0,5	± 5,4	± 3,1	± 2,8
5	0,8	± 3,0	± 1,9	± 1,7
5	0,865	± 2,6	± 1,8	± 1,6
5	1	± 1,8	± 1,2	± 1,0
20	0,5	± 2,9	± 2,4	± 2,1
20	0,8	± 1,6	± 1,4	± 1,1
20	0,865	± 1,4	± 1,2	± 1,0
20	1	± 1,1	± 1,0	± 0,8
100, 120	0,5	± 2,2	± 2,4	± 2,1
100, 120	0,8	± 1,2	± 1,4	± 1,1
100, 120	0,865	± 1,1	± 1,2	± 1,0
100, 120	1	± 0,9	± 1,0	± 0,8

Таблица 4 - Границы допускаемой относительной погрешности активной (δ_W^A) и реактивной (δ_W^P) энергии в рабочих условиях применения

I, % от I _{ном}	Коэффи- циент мощности	ИК № 1		ИК № 2		ИК № 3	
		δ_W^A , %	δ_W^P , %	δ_W^A , %	δ_W^P , %	δ_W^A , %	δ_W^P , %
2	0,5	-	-	± 5,1	± 3,7	± 4,9	± 3,7
2	0,8	-	-	± 3,0	± 4,9	± 2,9	± 4,7
2	0,865	-	-	± 2,8	± 5,6	± 2,7	± 5,5
2	1	-	-	± 2,3	-	± 2,3	-
5	0,5	± 5,6	± 3,9	± 3,4	± 3,4	± 3,1	± 3,3
5	0,8	± 3,3	± 5,2	± 2,3	± 3,9	± 2,2	± 3,8
5	0,865	± 3,0	± 6,1	± 2,2	± 4,3	± 2,1	± 4,1
5	1	± 2,0	-	± 1,4	-	± 1,3	-
20	0,5	± 3,2	± 3,1	± 2,8	± 3,1	± 2,5	± 3,0
20	0,8	± 2,1	± 3,6	± 1,9	± 3,4	± 1,8	± 3,2
20	0,865	± 2,0	± 3,9	± 1,8	± 3,6	± 1,7	± 3,4
20	1	± 1,3	-	± 1,3	-	± 1,1	-
100, 120	0,5	± 2,6	± 3,0	± 2,8	± 3,1	± 2,5	± 3,0
100, 120	0,8	± 1,8	± 3,2	± 1,9	± 3,4	± 1,8	± 3,2
100, 120	0,865	± 1,7	± 3,4	± 1,8	± 3,6	± 1,7	± 3,4
100, 120	1	± 1,2	-	± 1,3	-	± 1,1	-

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра РЭМ.17.4.23.06.ФО «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «Красноярскэнергосбыт».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС

Трансформаторы тока	
ТФЗМ 110Б-IV	3 шт.
ТПЛ-10-М	2 шт.
ТТИ-А	3 шт.
Трансформаторы напряжения	
НАМИ-110 УХЛ1	3 шт.
НАМИТ-10-2	1 шт.
Счетчики электрической энергии:	
Меркурий 230	2 шт.
СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Технические средства ИВК	
ИКМ «Пирамида»	1 шт.
Документация	
РЭМ.17.4.23.06.ФО «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «Красноярскэнергосбыт»	
039-30007-2014 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Красноярскэнергосбыт». Методика поверки»	

Поверка

осуществляется в соответствии с документом 039-30007-2014 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Красноярскэнергосбыт». Методика поверки», утвержденным ФГУП «СНИИМ» в ноябре 2014 г.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП2-2У (Госреестр № 16373-08), мультиметр АРРА-109 (Госреестр № 20085-11), вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А» (Госреестр № 22029-05), измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел» (Госреестр № 23070-05), часы «Электроника 65» (Госреестр № 12899-91).

Поверка измерительных компонентов АИИС проводится в соответствии со следующими нормативными и техническими документами по поверке:

- измерительные трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003;
- измерительные трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии трехфазные статические Меркурий 230 – в соответствии с методикой поверки АВЛГ.411152.021 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 мая 2007 г.;
- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии ИГЛШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;

- устройство синхронизации времени УСВ-2 – в соответствии ВЛСТ 273.00.001И1 «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», Утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12 мая 2010 г.;
- комплекс информационно-вычислительный «ИКМ-Пирамида» - в соответствии с ВЛСТ.230.00.000 И1 «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки» утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Красноярскэнергосбыт». Свидетельство об аттестации методики измерений № 226-01.00249-2010 от «21» ноября 2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Красноярскэнергосбыт»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техпроминжиниринг»
(ООО «Техпроминжиниринг»);
ИНН 2465209432
Адрес: 660022, г. Красноярск, ул. Мате Залки 4 «Г», тел. (391) 277-66-55.

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»).

Адрес: 630004 г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4, тел. (383) 210-08-14, факс (383) 210-1360, E-mail: director@sniim.ru.

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2015 г.