

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии» с Изменением № 1 (далее АИИС) является дополнением к описанию типа системы информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.007.A № 30502, регистрационный № 36916-08 от «15» февраля 2008 г., и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений №№ 51, 52, 53.

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии» с Изменением № 1 (далее АИИС) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности и измерения времени в шкале времени UTC(SU).

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.
- АИИС имеет трехуровневую структуру:
- 1-й уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
 - 2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ);
 - 3-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК).

– ИИК ТИ включают в себя: трансформаторы тока (ТТ) и их вторичные цепи; трансформаторами напряжения (ТН) и их вторичные цепи; счётчики электроэнергии.

ИВКЭ построен на базе УСПД «RTU-325» (в составе комплекса аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД RTU-300, Госреестр. № 19495-03).

ИВК построен на базе многопользовательской версии комплекса измерительно-вычислительного для учета электроэнергии «АльфаЦЕНТР», в качестве аппаратной части использован промышленный компьютер Proliant DL360G3.

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 типа «ЕвроАЛЬФА», автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения для каждого присоединения, в которых они используются. Мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются счетчиками электрической энергии ИК в цифровую форму и используются для вычисления в микропроцессоре счетчика мгновенных значений мощности. Счетчики вычисляют активную мощность и среднеквадратические значения тока и напряжения и полную мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности. Приращения активной (реактивной) электрической энергии вычисляются как интеграл по времени от значений активной (реактивной) мощности. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения. Счетчики электрической энергии осуществляют привязку результатов измерения электрической энергии к времени в шкале UTC(SU) с учетом поясного времени.

ИВКЭ осуществляет сбор, первичную обработку, хранение результатов измерений и служебной информации ИИК. УСПД связано с ИВК посредством интерфейса IEEE 802.

ИВК обеспечивает сбор результатов измерений из памяти УСПД хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных и передачу результатов измерений во внешние системы, в том числе в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» - «Бурятское РДУ» в информационные системы смежных субъектов оптового рынка по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0.

Уровни ИИК ТИ АИИС и ИВКЭ соединены между собой шиной интерфейса RS-485, уровни ИВКЭ и ИВК соединены между собой интерфейсом IEEE 802.

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК). Перечень добавляемых измерительных каналов и их состав приведен в таблице 1.

Шкала времени ИВК синхронизируется со шкалой UTC (SU) посредством устройства синхронизации УССВ-35HVS по протоколу NTP в постоянном режиме. Один раз в 30 минут ИВК проверяет поправку часов УСПД относительно своей шкалы времени, и, при наличии поправки более ± 1 с, осуществляет автоматическую синхронизацию часов УСПД. Один раз в 30 минут УСПД осуществляет автоматическую проверку поправки часов счетчиков ИИК и при наличии поправки, превышающей ± 2 с, осуществляет автоматическую синхронизацию часов счетчиков.

Таблица 1 – Перечень и состав дополнительных ИК АИИС

№ ИК	Наименование ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип, модификация		
51	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, РТ-104	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25477-08; Ктт=1000/5	A	GSR	
				B	GSR	
		TH	КТ 0,5; Г.р. № 14205-94; Ктн=110000/100	C	GSR	
				A	НКФ-110-57 У1	
52	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, РТ-118	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25477-08; Ктт=1000/5	B	НКФ-110-57 У1	
				C	НКФ-110-57 У1	
		TH	КТ 0,5; Г.р. № 14205-94; Ктн=110000/100	A	НКФ-110-57 У1	
				B	НКФ-110-57 У1	
53	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, ШСВО-110	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 25477-08; Ктт=1000/5	C	НКФ-110-57 У1	
				A	GSR	
		TH	КТ 0,5; Г.р. № 14205-94; Ктн=110000/100	B	GSR	
				C	GSR	
		Счетчик	КТ 0,2S/0,2, Г.р. № 16666-97, Ксч=1	A	ЕвроАЛЬФА, EA02RAL-P4B-4W	
				B	ЕвроАЛЬФА, EA02RAL-P4B-4W	
		УСПД	Г.р. № 19495-03, Куспд=220000	C	УСПД серии RTU-300, RTU-325	
				A	УСПД серии RTU-300, RTU-325	

Программное обеспечение

АИИС работает под управлением программного обеспечения, установленного на сервере баз данных ИВК. В качестве прикладного программного обеспечения используется программный комплекс «Альфа ЦЕНТР», состоящий из коммуникационного сервера, модуля доступа к базам данных, расчетного сервера, и системы управления базами данных (СУБД) ORACLE.

Коммуникационный сервер обеспечивает опрос УСПД, входящего в состав ИВКЭ, передачу результатов опроса в СУБД с использованием процедур, хранящихся в модуле доступа к базам данных.

Расчетный сервер обеспечивает вычисление получасовых приращений электрической энергии с учетом коэффициентов трансформации, хранящихся в базе данных сервера баз данных.

Таблица 2 – Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Коммуникационный сервер	Amrserver.exe	3.27.0.0	3711405345	CRC32
	Ametc.exe	3.25.0.0	3616856897	CRC32
	Ameta.exe	3.25.0.0	3786226027	CRC32
	Amrc.exe	3.27.0.0	2712381342	CRC32
	Amra.exe	3.27.0.0	2293868835	CRC32
Модуль доступа к базам данных	Cdbora2.dll	3.25.0.0	4219386728	CRC32
Расчетный сервер	billsrv.exe	3.27.0.0	387894748	CRC32
Модуль синхронизации времени	GPSReader.exe	3.1.0.0	1054286134	CRC32

Способ защиты программного обеспечения - система управления доступом операционной системы и системы управления базами данных.

Программное обеспечение имеет уровень защиты «С» от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Количество добавляемых измерительных каналов 3
Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной электрической энергии при доверительной вероятности Р=0,95 приведены в таблице 3
Границы допускаемой относительной погрешности измерений активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности Р=0,95 в рабочих условиях применения приведены в таблице 4
Предел допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC(SU) не более, с ± 5
Период измерений приращений активной и реактивной 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 Iном от 2 до 120
напряжение, % от Uном от 90 до 110
коэффициент мощности cos φ 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.
коэффициент реактивной мощности, sin φ 0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк.

Таблица 3 – Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной ($\delta_{W_o}^A$) и реактивной ($\delta_{W_o}^P$) энергии ИК АИИС

I, % от Iном	Коэффициент мощности	ИК №№ 51, 52, 53	
		$\delta_{W_o}^A$, %	$\delta_{W_o}^P$, %
2	0,5	± 4,8	± 2,2
2	0,8	± 2,6	± 3,8
2	0,865	± 2,2	± 4,8
2	1	± 1,6	-
5	0,5	± 3,0	± 1,4
5	0,8	± 1,7	± 2,4
5	0,865	± 1,5	± 2,9
5	1	± 1,1	-
20	0,5	± 2,2	± 1,1
20	0,8	± 1,2	± 1,8
20	0,865	± 1,1	± 2,2
20	1	± 0,85	-
100, 120	0,5	± 2,2	± 1,1
100, 120	0,8	± 1,2	± 1,8
100, 120	0,865	± 1,1	± 2,2
100, 120	1	± 0,85	-

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

I, % от Iном	Коэффициент мощности	ИК №№ 51, 52, 53	
		δ_W^A , %	δ_W^P , %
2	0,5	± 4,8	± 2,3
2	0,8	± 2,6	± 3,9
2	0,865	± 2,3	± 4,8
2	1	± 1,7	-
5	0,5	± 3,0	± 1,4
5	0,8	± 1,7	± 2,4
5	0,865	± 1,6	± 3,0
5	1	± 1,1	-
20	0,5	± 2,2	± 1,1
20	0,8	± 1,3	± 1,8
20	0,865	± 1,2	± 2,2
20	1	± 0,90	-
100, 120	0,5	± 2,2	± 1,1
100, 120	0,8	± 1,3	± 1,8
100, 120	0,865	± 1,2	± 2,2
100, 120	1	± 0,90	-

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра ГДАР.411711.030 ФО1. Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятия» с Изменением № 1. Формуляр.

Комплектность средства измерений

Комплектность добавляемой части АИИС приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность добавляемой части АИИС

Наименование	Тип, обозначение	Количество
Трансформатор тока	GSR	9
Трансформатор напряжения	НКФ-110	6
Счетчик электрической энергии	EA02RAL-P4B-4W	3
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-35HSV	1
Сервер ИВК	Proliant DL360G3	1
Коммутатор	3Com Baseline Switch	1
Модем	AnCom	2
Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии» с Изменением № 1. Методика поверки	ГДАР.411711.030 Д2	1
Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии» с Изменением № 1. Формуляр	ГДАР.411711.030 ФО1	1

Проверка

осуществляется в соответствии с документом ГДАР.411711.030 Д2 «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии» с Изменением № 1. Методика поверки», утвержденным ФГУП «СНИИМ» в феврале 2013 г.

Основное поверочное оборудование: миллисламетр портативный ТП2-2У (Г. р. № 16373-08), мультиметр APPA-109 (Г. р. № 20085-11), вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А» (Г. р. № 22029-10), измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел» (Г. р. № 23070-05), тайм-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ» из состава средств передачи эталонных сигналов времени и частоты ГСВЧ (поправка системных часов не более ± 10 мкс).

Проверка измерительных компонентов АИИС проводится в соответствии со следующими документами по поверке:

- измерительных трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217;
- измерительных трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216;

– счетчиков электрической энергии типа EA02RAL-P4B-4W – в соответствии с документом «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа «ЕВРОАльфа». Методика поверки», согласованным с ФГУ «РОСТЕСТ-МОСКВА» в сентябре 2007 г.;

– устройства сбора и передачи данных RTU-325 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466453.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии». Свидетельство об аттестации методики измерений №166-01.00249-2013 от «26» февраля 2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии» с Изменением № 1

1. ГОСТ Р 8.596-2002. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
2. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
3. ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
4. ГДАР.411711.030 Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ТГК-14» «Генерация Бурятии» с Изменением № 1. Технорабочий проект.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Территориальная генерирующая компания №14» (ОАО «ТГК-14»)

Адрес: 672090, Россия, г. Чита, ул. Профсоюзная, д. 23.

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.

Аттестат аккредитации №30007-09; тел. (383)210-08-14, ф.(383) 210-13-60.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

М.п.

«_____» 2013 г.