

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Улан-Удэнской ТЭЦ-2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Улан-Удэнской ТЭЦ-2 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

Принцип действия АИИС КУЭ при измерении электрической энергии основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение), измерении и интегрировании на полчасовом интервале мгновенной активной и реактивной мощности, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к времени в шкале UTC(SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах в базе данных на глубину не менее 3,5 лет;
- хранение результатов измерений электрической энергии в памяти счетчиков на глубину не менее 45 дней;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и ведение журнала событий;
- подготовка данных в XML формате для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ имеет трехуровневую структуру:

- 1-й уровень - измерительно-информационные комплексы точек измерений (далее - ИИК ТИ);
 - 2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ);
 - 3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК).
- ИИК ТИ включают в себя:
- ТТ и их вторичные цепи;
 - ТН и их вторичные цепи;
 - счётчики электроэнергии.

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока.

Мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются счетчиками электрической энергии АИИС КУЭ в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности, вычисление активной мощности осуществляется путем интегрирования на временном интервале 20 мс мгновенных значений электрической мощности; полной мощности путем перемножения среднеквадратичных значений тока и фазного напряжения и реактивной мощности из измеренных значений активной и полной мощности. Вычисленные значения мощности преобразуются в частоту следования внутренних импульсов, число которых подсчитывается на интервале времени 30 минут и сохраняется во внутренних регистрах счетчика вместе с временным интервалом времени в шкале UTC (SU).

ИВКЭ расположен на Улан-Удэнской ТЭЦ-2. ИВКЭ включает в себя каналобразующую аппаратуру для связи ИВКЭ с уровнями ИИК ТИ и ИВК, а также УСПД RTU-325L и обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков со всех ИИК, обслуживаемых данным ИВКЭ;
- ведение журнала событий ИВКЭ;
- предоставление дистанционного доступа к счетчику со стороны автоматизированного рабочего места (далее - АРМ) или сервера АИИС КУЭ;
- предоставление доступа со стороны ИВК к результатам измерений;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- синхронизацию (коррекцию) времени в ИВКЭ и коррекцию времени в счетчиках электрической энергии;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК АИИС КУЭ расположен в ПАО «ТГК-14» и включает в себя сервер баз данных с консолью, устройство синхронизации системного времени, связующие и вспомогательные компоненты.

ИВК выполняет следующие функции:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, ИВКЭ, обслуживаемых данным ИВК, и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- синхронизацию времени в сервере баз данных и передачу шкалы времени на уровень ИВКЭ;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- формирование и передачу результатов измерений в XML-формате, предусмотренном регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности, по электронной почте с электронной подписью через АРМ в ПАК АО «АТС», ЦСОИ филиала АО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ, ЦСОИ смежных сетевых и сбытовых организаций;
- дистанционный доступ коммерческого оператора к компонентам АИИС КУЭ;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий УСПД и счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК.

В ИВК предусмотрена аппаратная и программная защита от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 для передачи данных от счетчиков ИИК ТИ до уровня ИВКЭ;
- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных с уровня ИВКЭ до уровня ИВК и от уровня ИВК во внешние системы;
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от ИВКЭ в ИВК (резервный канал).

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК, связующие компоненты образуют измерительные каналы (далее - ИК).

АИИС КУЭ включает в себя систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) на базе устройства синхронизации системного времени USSB-35HVS.

Система обеспечения единого времени АИИС КУЭ работает следующим образом.

Устройство синхронизации времени формирует шкалу времени UTC(SU) путем обработки сигналов точного времени системы GPS и передает её в сервер баз данных. Контроль шкалы времени часов сервера баз данных осуществляется в постоянном режиме, при выявлении поправки, превышающей по абсолютной величине 1 с, осуществляется коррекция шкалы времени часов сервера баз данных.

Во время каждого сеанса связи сервера баз данных и ИВКЭ осуществляется проверка поправки часов УСПД относительно шкалы времени часов сервера баз данных. При выявлении поправки, превышающей по абсолютной величине 1 с, осуществляется автоматическая коррекция шкалы времени часов УСПД в составе ИВКЭ.

Во время каждого сеанса связи УСПД в составе ИВКЭ со счетчиками осуществляется проверка поправки часов счетчиков относительно шкалы времени часов УСПД. При выявлении у часов счетчика поправки, превышающей по абсолютной величине 1 с, осуществляется автоматическая коррекция шкалы времени часов этого счетчика.

Перечень ИК и измерительных компонентов в их составе приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень ИК и измерительных компонентов в их составе.

№ ИК	Наименование	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип (модификация)	
1	2	3		4	
1	Улан-Удэнская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, ВМ-110-РТ-141	ТТ	КТ 0,2S	ф. А	ТГФ110
			К _{тт} = 1000/5	ф. В	ТГФ110
			Г.р. № 16635-05	ф. С	ТГФ110
		ТН	КТ 0,5	ф. А	НКФ110-83У1
			К _{тн} = (110000:ÖВ)/(100:ÖВ)	ф. В	НКФ110-83У1
			Г.р. № 1188-84	ф. С	НКФ110-83У1
2	Улан-Удэнская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, ВМ-110-РТ-142	Счетчик	КТ 0,2S/0,5	A1800:	
			Г.р. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4	
		ТТ	КТ 0,2S	ф. А	ТГФ110
			К _{тт} = 1000/5	ф. В	ТГФ110
			Г.р. № 16635-05	ф. С	ТГФ110
		ТН	КТ 0,5	ф. А	НКФ110-83У1
			К _{тн} = (110000:ÖВ)/(100:ÖВ)	ф. В	НКФ110-83У1
			Г.р. № 1188-84	ф. С	НКФ110-83У1
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5	A1800:	
			Г.р. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4	

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4	
3	Улан-Удэнская ТЭЦ-2, ОРУ- 110 кВ, ВМ-110- ТМ-181	ТТ	КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Г.р. №54722-13	ф. А	ТВ-СВЭЛ-110-IX
				ф. В	ТВ-СВЭЛ-110-IX
				ф. С	ТВ-СВЭЛ-110-IX
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (110000:ÖB)/(100:ÖB) Г.р. № 1188-84	ф. А	НКФ110-83У1
				ф. В	НКФ110-83У1
				ф. С	НКФ110-83У1
4	Улан-Удэнская ТЭЦ-2, ОРУ- 110 кВ, ВМ-110- ТМ-182	ТТ	КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Г.р. №54722-13	ф. А	ТВ-СВЭЛ-110-IX
				ф. В	ТВ-СВЭЛ-110-IX
				ф. С	ТВ-СВЭЛ-110-IX
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (110000:ÖB)/(100:ÖB) Г.р. № 1188-84	ф. А	НКФ110-83У1
				ф. В	НКФ110-83У1
				ф. С	НКФ110-83У1
5	Улан-Удэнская ТЭЦ-2, ОРУ- 110 кВ, ВМ-110 ВО	ТТ	КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Г.р. №54722-13	ф. А	ТВ-СВЭЛ-110-IX
				ф. В	ТВ-СВЭЛ-110-IX
				ф. С	ТВ-СВЭЛ-110-IX
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = (110000:ÖB)/(100:ÖB) Г.р. № 1188-84	ф. А	НКФ110-83У1
				ф. В	НКФ110-83У1
				ф. С	НКФ110-83У1
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Г.р. № 31857-11	А1800: А1802RAL-P4GB-DW-4	
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Г.р. № 31857-11	А1800: А1802RAL-P4GB-DW-4	

В АИИС КУЭ предусмотрено пломбирование крышек плат зажимов счетчиков и коробок испытательных во вторичных цепях ТТ и ТН.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ использовано программное обеспечение «АльфаЦЕНТР».

Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблице 2.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 - Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	12.1.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики
приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 - Метрологические характеристики АИИС КУЭ

I, % от I _{ном}	Коэффициент мощности	ИК №1 - ИК №5		
		$\pm\delta_{w0}^A$, %	$\pm\delta_w^A$, %	$\pm\delta_w^P$, %
1	2	3	4	5
2	0,50	2,1	2,2	2,1
2	0,80	1,3	1,5	2,5
2	0,87	1,3	1,4	2,7
2	1,00	1,0	1,3	-
5	0,50	1,7	1,8	2,0
5	0,80	1,1	1,3	2,2
5	0,87	1,0	1,2	2,4
5	1,00	0,8	0,9	-
20	0,50	1,4	1,6	1,8
20	0,80	0,9	1,2	2,0
20	0,87	0,8	1,1	2,1
20	1,00	0,7	0,9	-
100, 120	0,50	1,4	1,6	1,8
100, 120	0,80	0,9	1,2	2,0
100, 120	0,87	0,8	1,1	2,1
100, 120	1,00	0,7	0,9	-

Нормальные условия измерений - по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ 31818.11-2012

Пределы допускаемых значений отклонений меток времени, формируемых СОЕВ, относительно шкалы времени UTC не более ± 5 с

δ_{w0}^A - доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии и активной средней мощности

δ_w^A - доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии и активной средней мощности в рабочих условиях применения

δ_w^P - доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения

Таблица 4 - Технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование	Значение
1	2
Количество измерительных каналов (ИК)	5
Период измерений активной и реактивной средней 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	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных ИВК не менее, лет	3,5
Глубина хранения результатов измерений в ИИК ТИ не менее, суток	45
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ	автоматическое

Продолжение таблицы 4

1	2
Температура окружающего воздуха для:	
измерительных трансформаторов, °С	от -45 до +40
счетчиков, связующих компонентов, °С	от 0 до +40
оборудования ИВК, °С	от +10 до +35
Частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
Напряжение сети питания, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
Индукция внешнего магнитного поля, не более, мТл	0,5
Допускаемые значения информативных параметров:	
ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120
напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110;
коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра РЭСС.411711.АИИС.403ПФ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Улан-Удэнской ТЭЦ-2. Паспорт-формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110	6
Трансформаторы тока	ТВ-СВЭЛ-110-IX	9
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1800: A1802RAL-P4GB-DW-4	5
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-35HVS	1
Сервер баз данных	DEPO	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Улан-Удэнской ТЭЦ-2. Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.403ПФ	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Улан-Удэнской ТЭЦ-2. Методика поверки	МП-096-30007-2017	1

Поверка

осуществляется по документу МП-096-30007-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Улан-Удэнской ТЭЦ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» «23» марта 2017 г.

Основные средства поверки:

- НТР сервера, работающие от рабочих шкал Государственного первичного эталона времени, частоты и национальной шкалы времени и вторичных эталонов ВЭТ 1-5 и ВЭТ 1-7;
- для ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- для ТН по ГОСТ 8.216-2011;

- для счетчиков электрической энергии А1800 в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018МП, утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.;

- для устройства сбора и передачи данных RTU-325L в соответствии с документом ДЯИМ.466.453.005МП, утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Улан-Удэнской ТЭЦ-2». Свидетельство об аттестации методики измерений № 328-RA.RU.311735-2017 от «23» марта 2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Улан-Удэнской ТЭЦ-2

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

Изготовитель

Филиал Публичного акционерного общества «Территориальная генерирующая компания № 14» (ПАО «ТГК-14») - «Генерация Бурятии»

ИНН 7534018889

Адрес: 670045, г. Улан-Удэ, ул. Шаляпина, д.41

Телефон: +7(3012)29-34-17

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

Телефон (факс): +7(383)210-08-14, +7(383)210-13-60

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.

« ____ » _____ 2017 г.