

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ "Берег"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ "Берег" предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ 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, данным 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 КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- измерение времени.

АИИС КУЭ имеет трехуровневую структуру:

- 1-й уровень - измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ);
- 3-й 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.

ИВКЭ включают в себя:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД). В качестве УСПД используется устройство сбора и передачи данных RTU-325 (Госреестр № 37288-08);
- GPS-приемник.

ИВК включает в себя:

- автоматизированное рабочее место (АРМ),

- сервер сбора данных баз данных, выполненный на основе промышленного компьютера и работающего под управлением программного обеспечения из состава ИВК «АльфаЦЕНТР» (Госреестр № 44595-10),

Принцип действия АИИС КУЭ основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение) с использованием электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), измерения 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 (0,02 с) 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.

УСПД в составе ИВКЭ осуществляет:

- один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;
- обработку, заключающуюся в пересчете количества накопленных импульсов за период 30 минут в именованные величины;
- хранение результатов измерений в базе данных;
- передачу результатов измерений в ИВК.

В ИВК осуществляется:

- сбор данных с уровня ИВКЭ;
- хранение полученных в результате обработки приращений электроэнергии в базе данных;
- визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;
- передачу результатов измерений сторонним субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности.

АИИС КУЭ выполняет функцию измерения времени в шкале UTC. Данная функция осуществляется следующим образом. УСПД осуществляет прием и обработку сигналов системы GPS и осуществляет синхронизацию собственных часов со шкалой UTC. УСПД передает собственную шкалу времени на уровень ИИК ТИ. При каждом опросе счетчика УСПД вычисляет поправку времени часов счетчика. И если поправка превышает величину ± 2 с, УСПД формирует команду на синхронизацию счетчика.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

1. Каналы связи между ИИК и ИВКЭ.

Данные со счетчиков электроэнергии по интерфейсу RS-485 (среда - медная экранированная «витая пара») поступают через преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet в УСПД RTU-325.

2. Каналы связи между ИВКЭ и ИВК.

Результаты измерений, техническая и служебная информации передаются на уровень ИВК в режимах автоматической передачи данных или выполнения запроса «по требованию».

Связь между ИВКЭ и ИВК организована по двум каналам связи, разделенным на физическом уровне:

- в качестве основного канала связи используется сеть Интернет с использованием волоконно оптической линии связи (ВОЛС),
- в качестве резервного канала связи используется спутниковая связь

Передача информации другим субъектам оптового рынка электроэнергии осуществляется с уровня ИВК.

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

Перечень измерительных каналов и измерительных компонентов (средств измерений) в составе ИИК ТИ приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов и измерительных компонентов в составе ИИК ТИ

№ ИК	Наименование ИК	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики		
		Тип	№ ГРСИ	К. тр.	Кл.т.	Тип	№ ГРСИ	К. тр.	Кл.т.	Тип, модификация	№ГРСИ	Кл. т. акт./реакт.
1	ПС 110/10 кВ "Берег", В-110-1Т	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	600/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	110000 $\sqrt{3}$ / 100 $\sqrt{3}$	0,2	Альфа А1800, А1802RAL- P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
2	ПС 110/10 кВ "Берег", В-110-2Т	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	600/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	110000 $\sqrt{3}$ / 100 $\sqrt{3}$	0,2	Альфа А1800, А1802RAL- P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
3	ПС 110/10 кВ "Берег", СВ-110	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	600/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	110000 $\sqrt{3}$ / 100 $\sqrt{3}$	0,2	Альфа А1800, А1802RAL- P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
4	ПС 110/10 кВ "Берег", РП-110	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	600/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	110000 $\sqrt{3}$ / 100 $\sqrt{3}$	0,2	Альфа А1800, А1802RAL- P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5

Программное обеспечение

Программное обеспечение АИИС КУЭ «АльфаЦЕНТР» выполняет следующие функции:

- осуществляет обработку, организацию учета и хранение результатов измерений электрической энергии, а также их отображение и передачу в автоматическом режиме в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии на сервере ИВК;
- осуществляет отображение, хранение и вывод на печать результатов измерений и журналов событий на АРМ.

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

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
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

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

Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов	4
Границы допускаемой относительной основной погрешности измерений активной электрической энергии ($\delta_{w_0}^A$), при доверительной вероятности $P=0,95^1$	приведены в таблице 3
Границы допускаемой относительной погрешности измерений активной (δ_w^A) и реактивной (δ_w^P) электрической энергии, при доверительной вероятности $P=0,95^1$ в рабочих условиях применения	приведены в таблице 3
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, ИВКЭ и ИИК ТИ	автоматическое

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

Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:	
- температура окружающего воздуха (кроме ТТ и ТН), °С	от +0 до +40
- температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С	от -40 до +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
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,5 инд. – 1,0 – 0,8 емк.
- коэффициент реактивной мощности, $\sin \varphi$	0,5 инд. – 1,0 – 0,8 емк.

Таблица 3. Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной ($\delta_{w_0}^A$) электрической энергии, границы допускаемой погрешности ИК при измерении активной (δ_w^A) и реактивной (δ_w^P) электрической энергии в рабочих условиях применения

I, % от $I_{ном}$	Коэффициент мощности	ИК № 1, 2, 3, 4		
		$\delta_{w_0}^A$, %	δ_w^A , %	δ_w^P , %
2	0,5	±1,8	±2,0	±2,1
2	0,8	±1,2	±1,4	±2,3
2	0,865	±1,1	±1,3	±2,5
2	1	±0,9	±1,2	-
5	0,5	±1,3	±1,4	±1,9
5	0,8	±0,9	±1,1	±2,1
5	0,865	±0,8	±1,1	±2,1
5	1	±0,6	±0,8	-
20	0,5	±0,9	±1,2	±1,7
20	0,8	±0,6	±1,0	±1,8
20	0,865	±0,6	±0,9	±1,8
20	1	±0,5	±0,7	-
100, 120	0,5	±0,9	±1,2	±1,7
100, 120	0,8	±0,6	±1,0	±1,8
100, 120	0,865	±0,6	±0,9	±1,8
100, 120	1	±0,5	±0,7	-

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ "Берег".

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС

Наименование	Тип, модификация, обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	12
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Счетчики	Альфа А1800	4
УСПД	RTU-325	1
ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ "Берег". Формуляр	ТР-33/14-053-039-АКУ.ФО	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ "Берег". Методика поверки	070-30007-2016-МП	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом 070-30007-2016-МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ "Берег". Методика поверки», утвержденным ФГУП «СНИИМ» в апреле 2016 г.

Перечень основных средств (эталонов) поверки:

- государственный первичный эталон единиц времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2012;
- ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков электрической энергии Альфа А1800 по методике поверки ДЯИМ.411152.018МП;
- устройства сбора и передачи данных RTU-325 по методике поверки ДЯИМ.466.453.005МП;
- комплекса измерительно-вычислительного АльфаЦЕНТР по методике поверки ДЯИМ.466.453.007МП.

Средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком:

- миллитесламетр портативный ТП2-2У (Госреестр № 16373-08);
- мультиметр АРРА-109 (Госреестр № 20085-11);
- клещи токовые АТК-2001 (Госреестр № 43841-10);
- измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел» (Госреестр № 23070-05);
- термометр технический типа ТТ (Госреестр СИ №276-89) с диапазоном измерений от -35 °С до +50 °С, пределом допускаемой погрешности измерения температуры ±1 °С.

Знак поверки наноситься на свидетельство о поверке в виде наклейки.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ "Берег". Свидетельство об аттестации методики измерений № 276-01.00249-2016 от «11» апреля 2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ "Берег"

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Современные Энергетические Технологии» (ООО «СЭТ»)
Адрес: 355029, г. Ставрополь, ул. Ленина, д. 484А,
телефон: (8652) 959-555, факс: (8652) 959-556
ИНН: 2635834972

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. «____» _____ 2016 г.