

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии «АНГК; НПЗ Северный Кузбасс»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии «АНГК; НПЗ Северный Кузбасс» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для коммерческого учета электрической энергии и мощности в точках измерения, расположенных на ООО «АНГК» РП 6 кВ и ООО «НПЗ «Северный Кузбасс» РП 6 кВ, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения результатов измерений, формирования отчетных документов и передачи информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации системного времени УССВ, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Основными функциями АИИС КУЭ являются:

измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

один раз в сутки и по запросу сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии со счетчиков (ИИК), с заданной дискретностью учета (30 мин);

хранение данных об измеренных величинах электроэнергии и журналов событий в базе данных сервера ИВК в течение 3,5 лет (для 30 минутных приращений энергии);

резервирование баз данных на DVD-дисках;

разграничение доступа посредством паролей к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;

конфигурирование параметров и настроек АИИС КУЭ;

защита от несанкционированного доступа маркированием и пломбированием узлов системы;

подготовку данных по результатам измерений в XML-формате для их передачи по электронной почте в АО «АТС», ЗАО «Система», ПАО «Кузбассэнергосбыт», филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ;

ведение журнала событий технических и программных средств (счетчики, ПО «Пирамида 2000») на сервере ИВК и счетчиках;

ведение системы единого времени.

#### Принцип действия:

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт•ч (квар•ч). При этом используются следующие правила округления - дробный результат измерений на интервале измерений округляется до целых кВт•ч (квар•ч) по алгебраическим правилам округления. Если десятичная часть больше или равна 5, то результат округляется в большую сторону, если меньше - то в меньшую. При этом разница между не округленным значением и округленным прибавляется к результату измерения на следующем интервале с сохранением знака.

СБД уровня ИВК, установленный в специально отведенном блоке - боксе КИПиА УПН-800, с периодичностью один раз в 30-минут по проводным каналам связи (сеть Ethernet и последовательный интерфейс RS-485) опрашивает счетчики и считывает с них 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server).

СБД производит вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанного профиля мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирует и отправляет по выделенному каналу сети Ethernet отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ). В СОЕВ входят все средства измерений времени (встроенные часы счетчиков, сервера уровня ИВК, УССВ), влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

На уровне ИВК СОЕВ организована с помощью подключенного к серверу УССВ УСВ-2, которое имеет встроенный модуль синхронизации времени, работающей от сигналов точного времени GPS/ГЛОНАСС.

УССВ синхронизирует сервер ИВК каждые 10 минут по средствам программного обеспечения «Программный модуль УСВ-2», поставляемого вместе с УСВ-2.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК и ИВК осуществляется один раз в сутки при опросе счетчиков, синхронизация осуществляется при расхождении часов счетчиков и ИВК на величину более чем  $\pm 2$  с.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже  $\pm 5$  с/сут.

#### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку и передачу в форматах предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты каналов передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.77-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты					Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	СОЕВ	Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ООО «АНГК», РП 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч.5	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 05028-14 Зав. № 05093-14 Зав. № 05183-14 Рег. № 51623-12	НОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 04341-13 Зав. № 04342-13 Рег. № 54370-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1104173264 Рег. № 64450-16			Активная	±1,5	±2,2
							Реактивная	±2,8	±3,2
2	ООО «АНГК», РП 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч.7	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 41160-13 Зав. № 40925-13 Зав. № 41154-13 Рег. № 51623-12	НОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 04341-13 Зав. № 04342-13 Рег. № 54370-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1104173194 Рег. № 64450-16	УСВ-2 зав. № 3344 Рег. № 41681-10	HP ProLiant DL160 Gen9 зав. № CZ264401M0	Активная	±1,5	±2,2
							Реактивная	±2,8	±3,2
3	ООО «АНГК», РП 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш., яч.12	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 41138-13 Зав. № 40750-13 Зав. № 40926-13 Рег. № 51623-12	НОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 04369-13 Зав. № 04372-13 Рег. № 54370-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1104173173 Рег. № 64450-16			Активная	±1,5	±2,2
							Реактивная	±2,8	±3,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ООО «АНГК», РП 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш., яч.14	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 04983-14 Зав. № 05025-14 Зав. № 04982-14 Рег. № 51623-12	НОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 04369-13 Зав. № 04372-13 Рег. № 54370-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1104172914 Рег. № 64450-16	УСВ-2 зав. № 3344 Рег. № 41681-10	HP ProLiant DL160 Gen9 зав. № CZ264401M0	Активная	±1,5	±2,2
				Реактивная			±2,8	±3,2	
5	ООО «НПЗ «Северный Кузбасс», РП 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., яч.5	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 19248-10 Зав. № 19242-10 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 01538-10 Зав. № 01540-10 Зав. № 01536-10 Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803103322 Рег. № 36697-08			Активная	±1,5	±2,2
					Реактивная	±2,8	±3,2		
6	ООО «НПЗ «Северный Кузбасс», РП 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш., яч.18	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 1500/5 Зав. № 19249-10 Зав. № 19247-10 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 01742-10 Зав. № 01535-10 Зав. № 01539-10 Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806102409 Рег. № 36697-08	Активная	±1,5	±2,2		
					Реактивная	±2,8	±3,2		

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

2 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95;

3 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 6 от 0 до плюс 40 °С.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, СОЕВ на однотипный утвержденного типа.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	6
<b>Нормальные условия:</b> параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - Частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
<b>Условия эксплуатации:</b> параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 0,8 <sub>емк.</sub> от -45 до +40 от 0 до +40
<b>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</b> Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М.01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МК.00: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 165000 2 70000 1
<b>Глубина хранения информации</b> Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журнале события счетчика фиксируются факты:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчиков;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательных коробок;
  - сервера;
- защита информации на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	16
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen9	1
Методика поверки	МП 14-022-2017	1
Формуляр-Паспорт	03.2017.010-АУ.ФО-ПС	1
Руководство по эксплуатации	03.2017.010-АУ.РЭ	1

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 14-022-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии «АНГК; НПЗ Северный Кузбасс». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Кемеровский ЦСМ» 27.07.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или по МИ 2845-2003 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения  $6/\sqrt{3} \dots 35$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации;
- счётчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- счётчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.00 - в соответствии с документом «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21.03.2011 г.;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 - в соответствии с документом «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001И1», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- термогигрометр ИВА-6 (Рег. № 46434-11): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретностью 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, дискретностью 0,1 %;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих - кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ «АНГК; НПЗ Северный Кузбасс», аттестованным ФБУ «Кемеровский ЦСМ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310473 от 26.08.2014 г.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии «АНГК; НПЗ Северный Кузбасс»**

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

## **Изготовитель**

Закрытое акционерное общество «Сибэнергоконтроль» (ЗАО «Сибэнергоконтроль»)

ИНН: 4205290890

Адрес: 650099, г. Кемерово, ул. Карболитовская, д. 1, офис 107

Телефон: (384-2) 48-03-50; E-mail: [sibcontrol@mail.ru](mailto:sibcontrol@mail.ru)



**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области»

Адрес: 650991, Кемеровская область, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Телефон: (384-2) 36-43-89

Факс: (384-2) 75-88-66

Web-сайт: [www.kmrasm.ru](http://www.kmrasm.ru)

E-mail: [kemasm@kmrasm.ru](mailto:kemasm@kmrasm.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Кемеровский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30063-12 от 13.11.2012 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.