

«СОГЛАСОВАНО»



Руководитель ГЦИ СИ

ИИ «ВНИИМС»

В. Н. Яншин

2010 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Ловозерский ГОК» - АИИС КУЭ ООО «Ловозерский ГОК»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 45 875 -10 Взамен №
--	--

Изготовлена по проектной документации ООО «Энергоучёт», г. Самара, для коммерческого учета электроэнергии на объектах филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго», заводской номер № 0342.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Ловозерский ГОК»- АИИС КУЭ ООО «Ловозерский ГОК» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «Ловозерский ГОК», сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ООО «Ловозерский ГОК» представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее - ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее - ИВКЭ) с системой обеспечения единого времени (СОЕВ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

АИИС КУЭ ООО «Ловозерский ГОК» решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или 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, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в ИВК Альфа ЦЕНТР результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны сервера 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;
- ведение системы обеспечения единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа А1805 RAL-P4-GB-DW-4 класса точности 0,5S/1,0 по ГОСТ Р 52323-05 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ ООО «Ловозерский ГОК», включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе RTU-327L, устройство синхронизации системного времени (УССВ);

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ ООО «Ловозерский ГОК», автоматизированное рабочее место персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

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. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным

значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с.

Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервалах времени, длительность которых задается программно и может составлять 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30 минут (параметр P_{A14}). В памяти счетчиков ведутся профили нагрузки (параметр P_{A26}) и графики параметров сети.

Каждые 30 минут УСПД RTU-327L производит опрос всех подключенных к нему цифровых счетчиков ИК (параметр P_{A15}). Полученная информация обрабатывается, записывается в энергонезависимую память УСПД и, по запросу с сервера базы данных ИВК, с периодичностью 1 раз в 30 минут предоставляется в базу данных ИВК. Вышеописанные процедуры выполняются автоматически, а время и частота опроса устанавливаются на этапе пуско-наладки АИИС КУЭ.

Раз в сутки ПО Альфа ЦЕНТР, установленное на сервере БД ИВК, формирует и отправляет файл в формате XML, содержащий информацию о получасовой потребленной и выданной электроэнергии по каждому из направлений, всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) (параметры P_{A18} , P_{A21}).

Возможность приема данных смежными системами с уровня ИВКЭ обеспечена установкой ПО Альфа ЦЕНТР на АРМ пользователей смежных субъектов ОРЭ.

В АИИС КУЭ ООО «Ловозерский ГОК» синхронизация времени производится от GPS-приемника (глобальная система позиционирования). В качестве приёмника сигналов GPS о точном календарном времени используется устройство синхронизации системного времени (УССВ), подключаемое к УСПД RTU-327L. От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД RTU-327L, а от них – сервера БД и счетчиков АЛЬФА А1800 подключенных к УСПД RTU-327L. В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах и погрешность системного времени не превышает ± 5 с. Сличение времени УСПД RTU-327L со временем УССВ осуществляется каждые 30 минут, корректировка времени осуществляется при расхождении со временем УССВ на величину ± 2 с. Сличение времени сервера БД и счетчиков со временем УСПД RTU-327L осуществляется каждые 30 минут, корректировка времени осуществляется при расхождении со временем УСПД RTU-327L на величину ± 2 с.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью переносного инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1
Таблица 1 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений	Состав измерительного канала						Метрологические характеристики			
	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госсребра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	Кт ⁺ Кт ^н Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях, ± %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
		АИС КУЭ	АИС КУЭ ООО «Ловозерский ГОК»	0342		Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q				
	УСПД	№ 41907-09	RTU-327L	005545		Календарное время, Интервалы времени				

Продолжение таблицы 1

1	2	3			4			5			6	7	8	9	10
		ТТ	ТН	Счетчик	А	В	С	А	В	С					
1	В-6 Т-1	ТТ	Кт = 0,5S Ктт = 2000/5 № 1261-08	ТТ	А	ТПОЛ-10-3	A1805RAL-P4-GB-DW4	01211314	3336	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	24000	Активная Реактивная	± 4,9 %	± 5,1 %	
					В	ТПОЛ-10-3			3338				± 3,2 %		
					С	ТПОЛ-10-3			3337				± 4,7 %		
	В-6 Т-2	ТН	Кт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 2611-70	ТН	А	НТМИ-6-66	A1805RAL-P4-GB-DW4	01211315	5985	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	12000	Активная Реактивная	± 4,9 %	± 5,1 %	
					В	НТМИ-6-66			3513				± 3,2 %		
					С	НТМИ-6-66			4331				± 4,7 %		
2	В-6 Т-2	ТТ	Кт = 0,5S Ктт = 1000/5 № 1261-08	ТТ	А	ТПОЛ-10-3	A1805RAL-P4-GB-DW4	01211315	2019	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	12000	Активная Реактивная	± 4,9 %	± 5,1 %	
					В	ТПОЛ-10-3			3396				± 3,2 %		
					С	ТПОЛ-10-3			4331				± 4,7 %		
	ТСН	Счетчик	Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	Счетчик	А	ТШП-0,66	A1805RAL-P4-GB-DW4	01211316	072321	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	120	Активная Реактивная	± 5,4 %	± 5,6 %	
					В	ТШП-0,66			072318				± 2,8 %		
					С	ТШП-0,66			070095						
3	ТСН	ТН	Кт = 0,5 Ктт = 600/5 № 29779-05	ТН	А	-	A1805RAL-P4-GB-DW4	01211316	-	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	120	Активная Реактивная	± 5,4 %	± 5,6 %	
					В	-			-				± 2,8 %		
					С	-			-				-		
	ТСН	Счетчик	Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	Счетчик	А	А1805RAL-P4-GB-DW4	A1805RAL-P4-GB-DW4	01211316	01211316	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	120	Активная Реактивная	± 5,4 %	± 5,6 %	
					В	А1805RAL-P4-GB-DW4			-				± 2,8 %		
					С	А1805RAL-P4-GB-DW4			-						

Примечания:

1. В Таблице 1 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
2. В Таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$) и токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$.
3. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_{н1}$; диапазон силы тока - $(1,0 \div 1,2)I_{н1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: ТТ - от -40°C до $+50^\circ\text{C}$; ТН - от -40°C до $+50^\circ\text{C}$; счетчиков: в части активной энергии - от $+21^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$, в части реактивной энергии - от $+18^\circ\text{C}$ до $+22^\circ\text{C}$; УСПД - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.
4. Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 \div 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от -30°C до $+35^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.
 - Для электросчетчиков:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,01 \div 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения - $0,5$ мТл;
 - температура окружающего воздуха - от $+5^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - $(40-60)$ %;
 - атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.
- Для аппаратуры передачи и обработки данных:
 - параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
 - температура окружающего воздуха - от $+5^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.
5. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-05 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электрической энергии;
6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п.1 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1, УСПД на односторонний утвержденный тип. Замена оформляется актом установленном на объекте филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Колэнерго» - ООО «Ловозерский ГОК» - порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 120\,000$ ч., время восстановления работоспособности $T_v = 168$ ч.;
- компоненты ИВКЭ – УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 100\,000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_v = 24$ ч.;

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,9792$ – коэффициент готовности;

$T_{O_АИИС} = 7902,01$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Резервирование элементов системы;
- Резервирование каналов связи при помощи переносного инженерного пульта;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания.
- журнал событий ИВКЭ:
 - ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;

- установка текущих значений времени и даты;
- попытки несанкционированного доступа;
- связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
- перезапуски промконтроллера (при пропадании напряжения, заикливания и т.п.);
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- отключение питания.
- журнал событий ИВК:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывов электропитания;
 - программных и аппаратных перезапусков;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
 - клеммы низкого напряжения трансформаторов напряжения;
 - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
 - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
 - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
 - испытательная коробка (специализированный клеммник);
 - крышки клеммных отсеков счетчиков;
 - крышки клеммного отсека УСПД.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации(возможность использования цифровой подписи);

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на промконтроллер (УСПД);
- установка пароля на сервер БД ИВК.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ООО «Ловозерский ГОК» - АИИС КУЭ ООО «Ловозерский ГОК».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ООО «Ловозерский ГОК» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ ООО «Ловозерский ГОК» представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ ООО «Ловозерский ГОК»

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТПОЛ-10-3	6 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТШП-0,66	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НТМИ-6-66	2 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа А1805RAL-P4-GB-DW4	3 шт.
Руководство по эксплуатации	1 экземпляр

Продолжение таблицы 3

Наименование	Количество
Методика поверки	1 экземпляр
УСПД RTU-327L	1 шт.
Сервер БД с АРМ оператора с ПО Windows® 7	1 шт.
Переносной инженерный пульт на базе Notebook	1 шт.

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Ловозерский ГОК» - АИИС КУЭ ООО «Ловозерский ГОК». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2010 г.

Перечень основных средств поверки:

- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$... 35 кВ;
- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Счетчики типа АЛЬФА А1800– в соответствии с методикой поверки с помощью установок МК6800, МК6801;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005. (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S.;

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

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

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

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ООО «Ловозерский ГОК» - АИИС КУЭ ООО «Ловозерский ГОК».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Ловозерский ГОК» - АИИС КУЭ ООО «Ловозерский ГОК», утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель:

ООО «Энергоучёт»

Юридический/Почтовый адрес:

443070, Россия, г. Самара, ул.Партизанская, д. 150

Технический директор
ООО «Энергоучёт»



М.П.

В. В. Тараканов