

СОГЛАСОВАНО



Зам. директора
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

2010 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» на объекте ПС 110/35/10 «Дедуровская»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>45973-10</u>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------

Изготовлена Оренбургским филиалом ООО «Газпром энерго» для коммерческого учета электроэнергии на объектах ООО «Газпром энерго» на объекте ПС 110/35/10 «Дедуровская» по проектной документации ООО «АНТ-Информ», заводской номер 411711.094.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» на объекте ПС 110/35/10 «Дедуровская» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и 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.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа 1800 классов точности 0,2S по ГОСТ Р 52323 для активной электроэнергии и 0,5 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (6 точек измерений).

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-325, устройство синхронизации системного времени (УССВ) и автоматизированное рабочее место (АРМ) диспетчера, программное обеспечение

3-й уровень (ИВК) – информационно-измерительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Альфа Центр», Обновление «АльфаЦЕНТР» Экранного интерфейса; номер версии 11.02.02; Обновление БД; номер версии 11.02.01; АльфаЦЕНТР Коммуникатор; номер версии 3.27.2; АльфаЦЕНТР Laptop; номер версии 3.27.2; АльфаЦЕНТР Генератор отчетов; номер версии 2.10.4.95; АльфаЦЕНТР Мониторинг; номер версии 2.3.13.305; АльфаЦЕНТР Утилиты; номер версии 2.5.11.144; АльфаЦЕНТР Диспетчер заданий; номер версии 2.10.4; «Перенос описания объектов первичных данных»; номер версии 2.8.3; «Экспорт/Импорт файлов ASKP»; номер версии 2.41;

«Передача файлов»; номер версии 2.10.27; «Макеты XML 800xx»; номер версии 2.10.8; «Синхронизация времени с GPS-приемником и сервером времени в Интернете»; номер версии 2.10.5; «Макет 51070»; номер версии 2.4.5, номер лицензии 5448-1632-8578-9954.

Первичные 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 интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, осуществляется ее хранение, накопление и передача накопленных данных на уровень ИВК через основной спутниковый канал и резервные каналы передачи данных: GSM-модем и коммутируемый модем.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК (сервера БД). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УССВ-35HVS, синхронизирующего собственное системное время по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УССВ-35HVS. Время УСПД синхронизировано с временем GPS-приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 16 мс, корректировка времени выполняется при расхождении вре-

мени более чем на ± 1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков типа А1800 и СЭМ-4ТМ.03 с временем УСПД выполняется каждые 30 мин. при сеансе связи УСПД со счетчиком, и корректировка времени осуществляется УСПД автоматически при обнаружении рассогласования времени УСПД и счетчиком более чем на ± 2 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1. Метрологические характеристики ИК

Но- мер точки изме- рений	Наименова- ние объекта	Состав измерительного канала				Вид электро- энергии	Метрологические хар-ки ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	яч. 15 Де- дуровка	ТПЛ-10 У3 100/5 кл. т. 0,5 Зав. № 30581 Зав. № 8727	НАМИ-10У2 10000/100 кл.т. 0,5 Зав. № 175	А1802RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01202494	RTU-325 Зав. № 005237	Актив- ная, реактив- ная	$\pm 0,9$ $\pm 2,3$	$\pm 2,9$ $\pm 4,5$
2	яч.17 Павловка	ТПЛ-10 200/5 кл. т. 0,5 Зав. № 7818 Зав. № 7817	НАМИ-10У2 10000/100 кл.т. 0,5 Зав. № 175	А1802RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01202489		Актив- ная, реактив- ная	$\pm 0,9$ $\pm 2,3$	$\pm 2,9$ $\pm 4,5$
3	яч.21 Го- родище	ТПЛ-10 50/5 кл. т. 0,5 Зав. № 58997 Зав. № 20862	НАМИ-10У2 10000/100 кл.т. 0,5 Зав. № 175	А1802RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01202487		Актив- ная, реактив- ная	$\pm 0,9$ $\pm 2,3$	$\pm 2,9$ $\pm 4,5$
4	яч.22 Ни- колка	ТПЛ-10 100/5 кл. т. 0,5 Зав. № 28218 Зав. № 26091	НАМИ-10У2 10000/100 кл.т. 0,5 Зав. № 175	А1802RAL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01202501		Актив- ная, реактив- ная	$\pm 0,9$ $\pm 2,3$	$\pm 2,9$ $\pm 4,5$
5	Ввод 110 кВ, 1Т	ТФМ-110 200/5 кл. т. 0,2 Зав. № 5486 Зав. № 5487 Зав. № 5484	НКФ-110-II- ХЛ1 110000: $\sqrt{3}/10$ 0: $\sqrt{3}$ кл.т. 0,5 Зав. № 11011 Зав. № 966551 Зав. № 966550	А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01202526		Актив- ная, реактив- ная	$\pm 0,8$ $\pm 1,8$	$\pm 1,6$ $\pm 2,4$

Окончание таблицы 1

Но- мер точки изме- рений	Наименова- ние объекта	Состав измерительного канала				Вид электро- энергии	Метрологические хар-ки ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
6	Ввод 110 кВ, 2Т	ТФМ-110 200/5 кл. т. 0,2 Зав. № 5482 Зав. № 5483 Зав. № 5485	НКФ-110-II- ХЛ1 110000:√3/10 0:√3 кл.т. 0,5 Зав. № 966582 Зав. № 966589 Зав. № 966574	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01202527	RTU-325 Зав. № 005237	Актив- ная, реактив- ная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,4

Примечания:

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

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) $U_{ном}$; ток (1 ÷ 1,2) $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
- температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) $U_{ном}$; ток (0,05 ÷ 1,2) $I_{ном}$; 0,5 инд. $\leq \cos\varphi \leq 0,8$ емк.
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40°С до + 70°С, для счетчиков от минус 40 °С до +55 °С; для сервера от +15 °С до +50 °С; для УСПД от 0 °С до + 70 °С;

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до +40 °С;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик А1800 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД 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 теле-

фонной связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - выключение и включение сервера;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - 45 сут (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» на объекте ПС 110/35/10 «Дедуровская».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» на объекте ПС 110/35/10 «Дедуровская» определяется проектной документацией на систему.

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

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» на объекте ПС 110/35/10 «Дедуровская». Измерительные каналы. Методика поверки», согласованной с ВНИИМС в ноябре 2010 года.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчик А1800 - по методике поверки МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им Д.И. Менделеева»;
- УСПД RTU-325 – по методике поверки «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП».

Приемник, принимающий сигналы службы точного времени.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» на объекте ПС 110/35/10 «Дедуровская» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель:

Оренбургский филиал ООО «Газпром энерго»

117939, г. Москва,

ул. Строителей, дом 8, корп. 1

тел: (495) 719-83-73

Директор

Оренбургского филиала ООО «Газпром энерго»



Имамов В.Т.