

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Линде Газ Рус» г. Балашиха

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Линде Газ Рус» г. Балашиха (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной 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 - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325L (далее - УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее - УСВ-3).

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АО «Линде Газ Рус», включающий в себя сервер баз данных (БД) - сервер АИИС КУЭ АО «Линде Газ Рус» г. Балашиха, промежуточный сервер АИИС КУЭ - сервер ПАО «МОЭСК», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), УСВ-3 и каналобразующую аппаратуру.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО СО «ЕЭС».

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.

Для ИК № 1-7 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на уровень ИВКЭ по проводным каналам связи, где осуществляется хранение измерительной информации. Далее промежуточный сервер АИИС КУЭ по проводным каналам связи опрашивает УСПД, осуществляет хранение и передачу измерительной информации. Передача информации с промежуточного сервера на сервер АИИС КУЭ АО «Линде Газ Рус» г. Балашиха осуществляется с помощью электронной почты в виде xml-макетов.

Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД АИИС КУЭ с помощью электронной почты.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК.

Сервер БД АИИС КУЭ оснащен УСВ-3, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет сервер БД АИИС КУЭ, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и сервере БД на величину более ± 2 с. Корректировка часов сервера БД АИИС КУЭ выполняется автоматически от УСВ-3. Корректировка часов сервера БД АИИС КУЭ происходит ежесекундно.

Промежуточный сервер АИИС КУЭ - сервер ПАО «МОЭСК» и УСПД ПАО «МОЭСК» оснащены УСВ-3, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Синхронизация времени УСПД ПАО «МОЭСК» от УСВ-3 происходит ежесекундно. Сравнение показаний часов УСПД ПАО «МОЭСК» и сервера ПАО «МОЭСК» происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера на величину более чем ± 3 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, отражаются в его журнале событий.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств, отражаются в журнале событий сервера и УСПД.

Программное обеспечение

В сервере БД АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

В сервере ПАО «МОЭСК» используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 2.

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение (сервер АИИС КУЭ АО «Линде Газ Рус» г. Балашиха)
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕД976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 2 - Метрологические значимые модули ПО «Альфа ЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение (сервер ПАО «МОЭСК»)
Идентификационное наименование ПО	Библиотека метрологически значимой части ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.01
Цифровой идентификатор ПО	3Е736В7F380863F44СC8Е6F7BD211 С54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Состав измерительных каналов первого и второго уровня АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС №194 «Кислородная» 110/10/6 кВ, КРУ-10кВ, 1С, яч.33, ф.33($\alpha+\beta$)	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325L	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,1$ $\pm 5,0$
2	ПС №194 «Кислородная» 110/10/6 кВ, КРУ-10кВ, 3С, яч.34, ф.34($\alpha+\beta$)	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,9$ $\pm 6,7$
3	ПС №194 «Кислородная» 110/10/6 кВ, КРУ-6кВ, 1С, яч.5, ф.5($\alpha+\beta$)	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,9$ $\pm 6,7$
4	ПС №194 «Кислородная» 110/10/6 кВ, КРУ-6кВ, 1С, яч.11, ф.11($\alpha+\beta$)	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,9$ $\pm 6,7$

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС №194 «Кислородная» 110/10/6 кВ, КРУ-6кВ, 2С, яч.12, ф.12($\alpha+\beta$)	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,9$ $\pm 6,7$
6	ПС №194 «Кислородная» 110/10/6 кВ, КРУ-6кВ, 3С, яч.2, ф.2($\alpha+\beta$)	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,9$ $\pm 6,7$
7	ПС №194 «Кислородная» 110/10/6 кВ, КРУ-6кВ, 3С, яч.6, ф.6($\alpha+\beta$)	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325L	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,9$ $\pm 6,7$

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 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 - 7 от минус 30 до плюс 40 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 3, УСПД на одностипный утвержденного типа.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	98 до 102 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД и УСПД, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - 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 УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 70000 1 100000 2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу, суток, не менее; - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	45 10 3,5 45 10

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и 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 сотовой 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 УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Линде Газ Рус» г. Балашиха 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 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-69	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10	6009-77	10
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	831-69	2

Окончание таблицы 5

1	2	3	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	11094-87	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	27524-04	6
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	37288-08	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	51644-12	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	-	1
Программное обеспечение	«Альфа ЦЕНТР»	-	1
Методика поверки	МП 206.1-260-2016	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-260-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Линде Газ Рус» г. Балашиха. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 05.12.2016 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»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03.01 - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- УСПД RTU-325L - по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- УСВ-3 - в соответствии с документом «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%;

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

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 электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной-информационно измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Линде Газ Рус» г. Балашиха, аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Линде Газ Рус» г. Балашиха

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

Общество с ограниченной ответственностью «ПраймЭнерго» (ООО «ПраймЭнерго»)

ИНН 7721816711

Адрес: 109507, г. Москва, Самаркандский бульвар, д. 11, корп. 1, пом. 18

Телефон: (926) 785-47-44

E-mail: shilov.pe@gmail.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.