

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Владимирэнергосбыт» в сечении с ОАО «Мосэнергосбыт»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Владимирэнергосбыт» в сечении с ОАО «Мосэнергосбыт» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, передачи и отображения результатов измерений, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

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

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы точек учета (ИИК ТУ), включающие измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), состоящий из устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L (Госреестр № 37288-08), RTU-327L (Госреестр № 41907-09) и СИКОН С1 (Госреестр №15236-03), устройства синхронизации времени (УСВ), технических средств приема-передачи данных, каналов связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень – включает в себя, серверы филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго», ОАО «МОЭСК», ОАО «Мосэнергосбыт», ОАО «Владимирэнергосбыт», устройство синхронизации времени (УСВ) УСВ-1 (Госреестр № 28716-05), автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Для ИИК № 4, 13 функции ИВКЭ выполняет ИВК.

Принцип действия:

Первичные 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 преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотношены с единым календарным временем. Результаты измерений электроэнергии ( $W$ , кВт·ч,  $Q$ , квар·ч) передаются в целых числах.

На ПС Арсаки 110/35/10 кВ, ПС Санино 110/10 кВ, ПС № 251 Водовод 110/10 кВ, ПС № 819 Мишеронь 110/10 кВ, ПС № 271 Аленино 110/6 кВ, ТПС Черусти 110/35/10 кВ, ПС № 296 Горлово 35/6 кВ, ПС № 199 Дубки 35/10/6 кВ, ПС № 660 Шерна 110/35/6 кВ, ПС № 10 Красный Угол 35/10/6 кВ, ПС № 222 Головино 35/10/6 кВ установлены УСПД, которые по проводным линиям связи и по каналам GSM один раз в 30 минут опрашивают счетчики ИИК № 1 – 3, 5 – 12, 14 – 22, считывают параметры электросети и 30-минутный профиль мощности. Считанные профили используются УСПД для вычисления значений электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. В счетчиках для обеспечения возможности быстрой замены коэффициенты трансформации установлены равными единице. УСПД выступают в качестве промежуточного хранилища измерительной информации, журналов событий.

Сервер филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» с периодичностью один раз в 30 минут по сети Ethernet (основной канал) или по сети GSM (резервный канал) опрашивает УСПД ИИК № 1 - 3 и считывает с них 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, параметры электросети, а также журналы событий счётчиков и УСПД. Считанные данные записываются в базу данных сервера филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго».

Для ИИК № 4 цифровой сигнал с выхода счетчика по линиям связи и далее через GSM - модем поступает на сервер филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго». Считанные данные также записываются в базу данных сервера филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго».

Коммуникационный сервер ОАО «МОЭСК» опрашивает УСПД ИИК № 5 - 12, 14 - 22 и считывает с них 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, параметры электросети, а также журналы событий счётчиков и УСПД. Считанные данные записываются в базу данных сервера ОАО «МОЭСК».

Коммуникационный сервер ОАО «МОЭСК» опрашивает счетчик ИИК № 13 и считывает с него 30-минутные профили мощности для канала учета, параметры электросети, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных сервера ОАО «МОЭСК».

Серверы филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго», ОАО «МОЭСК» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляют обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер базы данных ОАО «МОЭСК» в автоматическом режиме один раз в сутки формирует отчеты в формате XML (макеты электронных документов 80020, 80030) и отправляет данные коммерческого учета на коммуникационный сервер ОАО «Мосэнергосбыт». Коммуникационный сервер ОАО «Мосэнергосбыт» сохраняет вложения электронных сообщений на жесткий диск с последующим импортом информации в базу данных. Сервер базы данных ОАО «Мосэнергосбыт» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет хранение и последующую передачу информации на сервер ОАО «Владимирэнергосбыт».

Сервер филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» в автоматическом режиме один раз в сутки формирует отчеты в формате XML (макеты электронных документов 80020, 80030) и отправляют данные коммерческого учета на сервер ОАО «Владимирэнергосбыт».

Сервер ОАО «Владимирэнергосбыт» сохраняет вложения электронных сообщений, получаемые от сервера филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго», сервера ОАО «Мосэнергосбыт» на жесткий диск с последующим импортом информации в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server). Сервер базы данных ОАО «Владимирэнергосбыт» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу

информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Доступ к информации, хранящейся в базе данных серверов, осуществляется с АРМ операторов АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, УСПД, серверов.

Синхронизация часов серверов филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго», ОАО «Мосэнерго» и ОАО «Владимирэнерго» происходит по сети Internet от NTP-сервера, расположенного на территории ФГУП «ВНИИФТРИ».

Ход часов серверов филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго», ОАО «Мосэнерго» и ОАО «Владимирэнерго» с источником точного времени (NTP-сервер) составляет не более  $\pm 0,2$  с/сут.

В качестве устройства синхронизации времени на сервере ОАО «МОЭСК» используется устройство УСВ-1, к которому подключен GPS-приемник. УСВ-1 осуществляет прием сигналов точного времени непрерывно.

Сравнение показаний часов серверов ОАО «МОЭСК» и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов серверов ОАО «МОЭСК» и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов сервера ОАО «МОЭСК» и УСВ-1.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК № 1 - 3 и сервера филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» происходит при каждом обращении, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД ИИК № 1 - 3 и сервера филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов УСПД ИИК № 1 - 3 и филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК № 5 - 12, 14 - 2 2 и коммуникационного сервера ОАО «МОЭСК» происходит при каждом обращении, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД ИИК № 5 - 12, 14 - 2 2 и коммуникационного сервера ОАО «МОЭСК» осуществляется при расхождении показаний часов УСПД ИИК № 5 - 12, 14 - 2 2 и коммуникационного сервера ОАО «МОЭСК» на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК № 1 - 3, 5 - 12, 14 - 22 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков ИИК № 1 - 3, 5 - 12, 14 - 22 и УСПД осуществляется при расхождении показаний счетчиков ИИК № 1 - 3, 5 - 12, 14 - 22 и УСПД на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчика ИИК № 4 и сервера филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» происходит один раз в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК № 4 и сервера филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК № 4 и сервера филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго» на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчика ИИК № 13 и сервера ОАО «МОЭСК» происходит один раз в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК № 13 и сервера ОАО «МОЭСК» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК № 13 и сервера ОАО «МОЭСК» на величину более чем  $\pm 1$  с.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1

Идентификационное наименование ПО	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

ПО ИВК «Пирамида» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню высокий по Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС Арсаки 110/35/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Бужаниново – Арсаки	ТГ Кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 05586; 05585; 05584 Госреестр № 30489-09	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000:√3/100:√3 Зав. № 6368; 6304; 6264 Зав. № 8181; 7804; 7604 Госреестр № 24218-08	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0803130960 Госреестр № 36697-08	Сикон С1 Зав. № 1495 Госреестр № 15236-03	Сервер филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго», ОАО «Владимирэнергосбыт»	Активная Реактив- ная
2	ПС Арсаки 110/35/10 кВ, ОРУ-110 кВ, Ремонтная пе- ремычка - 110 кВ	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 3360; 3362; 3361 Госреестр № 26813-06		СЭТ- 4ТМ.03М.04 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808111206 Госреестр № 36697-08			активная реактив- ная
3	ТПС Санино 110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Стачка – Са- нино	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 Зав. № 3079; 3031; 3141 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 2279; 2244; 2271 Зав. № 2847; 2261; 2260 Госреестр № 24218-08	ПСЧ- 4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0623123131 Госреестр № 36355-07	Сикон С1 Зав. № 1514 Госреестр № 15236-03		активная реактив- ная
4	ТП № 99 Крутцы 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТТЭ Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 4757; 4654; 4804 Госреестр № 32501-08	–	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 10051259 Госреестр № 20175-01	–		активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	ПС № 251 Во- дород 110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Водород – Усад	JOF-123 Кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 2007.3412.06/1; 2007.3412.06/2; 2007.3412.06/3 Госреестр № 29311-10	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 Ктн = 110000:√3/100:√3 Зав. № 26796; 26766; 26808 Зав. № 26797; 26351; 26778 Госреестр № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0111063107 Госреестр № 27524-04	RTU-325L Зав. № 002203 Госреестр № 37288-08	Серверы ОАО «Владимирэнергосбыт»	активная реактив- ная
6	ПС № 251 Во- дород 110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТФЗМ-110 Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 26214; 26067; 26177 Госреестр № 26422-06		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112064160 Госреестр № 27524-04			активная реактив- ная
7	ПС № 819 Мишеронь 110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Мишеронь – Ундол с от- пайками на ПС Копнино и ПС Собинка	JOF-123 Кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 Зав. № 2006.4173.03/03; 2006.4173.03/02; 2006.4173.03/01 Госреестр № 29311-10	VEOT Кл.т. 0,2 Ктн = 110000:√3/100:√3 Зав. № 2082967; 2082978; 2082957 Госреестр № 37112-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112064110 Госреестр № 27524-04	RTU-325L Зав. № 002195 Госреестр № 37288-08	Серверы ОАО «МОЭСК», ОАО «Мосэнергосбыт», ОАО «Владимирэнергосбыт»	активная реактив- ная
8	ПС № 819 Мишеронь 110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, Ремонтная пе- ремычка - 110 кВ	ТФНД-110-II Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 7482; 7448; 7472 Госреестр № 2793-71	ЕОФ-123 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000:√3/100:√3 Зав. № 2007.1301.03/01; 2007.1301.03/02; 2007.1301.03/03 Госреестр № 29312-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112065138 Госреестр № 27524-04			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	ТПС Черусти 110/35/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Н. Мезиново – Черусти с отпайкой на ТПС Ильичев	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 Зав. № 2765; 2780; 2734 Госреестр № 23256-11	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Зав. № 2067; 231; 204	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109067118 Госреестр № 27524-04	RTU-327L Зав. № 008837 Госреестр № 41907-09	Серверы ОАО «МОЭСК», ОАО «Мосэнергосбыт», ОАО «Владимирэнергосбыт»	активная реактивная
10	ТПС Черусти 110/35/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 Зав. № 2781; 2078; 2075 Госреестр № 23256-11	Зав. № 2073; 2072; 2057 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109067238 Госреестр № 27524-04			активная реактивная
11	ПС № 271 Аленино 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 13	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 150/5 Зав. № 21651; 21649; 21650 Госреестр № 25433-08	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № СРПУ Госреестр № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0111062002 Госреестр № 27524-04	RTU-325L Зав. № 002199 Госреестр № 37288-08		активная реактивная
12	ПС № 271 Аленино 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 23	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 Зав. № 21658; 21660; 21659 Госреестр № 25433-08	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Зав. № 2384 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0111069190 Госреестр № 27524-04			активная реактивная
13	ТП № 325 Черново 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, Ввод ВЛ-6 кВ ф. 13, ф. 23	GS-12 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 73/367791; 73/367832; 73/367781 Госреестр № 28402-09	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № ППСВТ Госреестр № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0805131662 Госреестр № 36697-08	–		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
14	ПС № 296 Горлово 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 3	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 0347; 9153 Госреестр № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 2181 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112064187 Госреестр № 27524-04	RTU-325L Зав. № 002207 Госреестр № 37288-08	Серверы ОАО «МОЭСК», ОАО «Мосэнергосбыт», ОАО «Владимирэнергосбыт»	активная реактив- ная
15	ПС № 296 Горлово 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 4	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 22463; 27651 Госреестр № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 2862 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112064173 Госреестр № 27524-04			активная реактив- ная
16	ПС № 199 Дубки 35/10/6 кВ, КРУН-6 кВ, ф. 3	ТПЛ-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 100/5 Зав. № 11889; 11888 Госреестр № 30709-08	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1655 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112061038 Госреестр № 27524-04	RTU-325L Зав. № 002194 Госреестр № 37288-08		активная реактив- ная
17	ПС № 660 Шерна 110/35/6 кВ, КРУ-6 кВ, ф. 301	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 Зав. № 11809; 11811 Госреестр № 25433-08	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № ПККПЧ Госреестр № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0111063058 Госреестр № 27524-04	RTU-325L Зав. № 002197 Госреестр № 37288-08		активная реактив- ная
18	ПС № 10 Красный Угол 35/10/6 кВ, ЗРУ-10 кВ, ф. 301	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 150/5 Зав. № 11790; 11792 Госреестр № 25433-08	НАМИ-10 кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 6342 Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103073236 Госреестр № 27524-04	RTU-325L Зав. № 005045 Госреестр № 37288-08		активная реактив- ная
19	ПС № 10 Красный Угол 35/10/6 кВ, ЗРУ-10 кВ, ф. 302	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,2S Ктт = 100/5 Зав. № 6733; 6735 Госреестр № 22192-07		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103073195 Госреестр № 27524-04			активная реактив- ная



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
20	ПС № 10 Красный Угол 35/10/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 75/5 Зав. № 10149; 9762 Госреестр № 1261-08	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 928 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103074060 Госреестр № 27524-04	RTU-325L Зав. № 005045 Госреестр № 37288-08	Серверы ОАО «МОЭСК», ОАО «Мосэнергосбыт», ОАО «Владимирэнергосбыт»	активная реактив- ная
21	ПС № 10 Красный Угол 35/10/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 3	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,2S Ктт = 100/5 Зав. № 6734; 6737 Госреестр № 22192-07		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103073133 Госреестр № 27524-04			активная реактив- ная
22	ПС № 222 Головино 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ф. 2	ТПФ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 27272; 27248 Госреестр № 517-50	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1650 Госреестр № 2611-70	A1802-RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01258653 Госреестр № 31857-11	RTU-327L Зав. № 007115 Госреестр № 41907-09		активная реактив- ная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации d, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S) ГОСТ Р 52323- 2005	1,0	±1,9	±1,5	±1,4	±1,4
	0,9	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,8	±2,0	±1,7	±1,6	±1,6
	0,7	±2,2	±1,8	±1,6	±1,6
	0,5	±2,6	±2,2	±1,9	±1,9
2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S) ГОСТ Р 52323- 2005)	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,6	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
7, 9, 10, 12, 18, 19 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S) ГОСТ 30206-94	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,6	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,2	±1,4	±1,2	±1,2
4 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S) ГОСТ 30206-94	1,0	±2,3	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,7	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±3,2	±2,1	±1,7	±1,7
	0,7	±3,8	±2,4	±1,9	±1,9
	0,5	±5,6	±3,2	±2,4	±2,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
5, 11, 16, 17, 20, 21 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S) ГОСТ 30206-94	1,0	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,9	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	0,7	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,5	$\pm 2,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
6, 14, 15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S) ГОСТ 30206-94	1,0	-	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
	0,9	-	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$
	0,8	-	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
	0,7	-	$\pm 3,6$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$
	0,5	-	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
22 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S) ГОСТ Р 52323- 2005	1,0	-	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
	0,9	-	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$
	0,8	-	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
	0,7	-	$\pm 3,6$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$
	0,5	-	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
8 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,2S) ГОСТ 30206-94	1,0	-	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
	0,9	-	$\pm 2,3$	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$
	0,8	-	$\pm 2,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$
	0,7	-	$\pm 3,5$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$
	0,5	-	$\pm 5,4$	$\pm 2,8$	$\pm 2,0$
13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S) ГОСТ Р 52323- 2005	1,0	-	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
	0,9	-	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$
	0,8	-	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
	0,7	-	$\pm 3,8$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$
	0,5	-	$\pm 5,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,7$
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации d, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 1,0) ГОСТ Р 52425- 2005	0,9	$\pm 4,2$	$\pm 3,9$	$\pm 3,6$	$\pm 3,6$
	0,8	$\pm 4,1$	$\pm 3,7$	$\pm 3,4$	$\pm 3,4$
	0,7	$\pm 4,1$	$\pm 3,6$	$\pm 3,4$	$\pm 3,4$
	0,5	$\pm 4,0$	$\pm 3,5$	$\pm 3,3$	$\pm 3,3$
2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5) ГОСТ Р 52425- 2005	0,9	$\pm 2,0$	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 2,0$	$\pm 0,9$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$
	0,7	$\pm 2,0$	$\pm 0,8$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$
	0,5	$\pm 2,0$	$\pm 0,6$	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
7, 9, 10, 12, 18, 19 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5) ГОСТ 26035-83	0,9	$\pm 5,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,5$	$\pm 1,4$
	0,8	$\pm 4,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
	0,7	$\pm 4,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	0,5	$\pm 3,8$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
4 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,9	$\pm 12,0$	$\pm 4,6$	$\pm 2,9$	$\pm 2,8$
	0,8	$\pm 10,0$	$\pm 3,6$	$\pm 2,4$	$\pm 2,3$
	0,7	$\pm 9,3$	$\pm 3,2$	$\pm 2,2$	$\pm 2,2$
	0,5	$\pm 8,6$	$\pm 2,8$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
5, 11, 16, 17, 20, 21 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ 26035-83	0,9	±5,7	±2,5	±1,9	±1,9
	0,8	±4,7	±2,0	±1,5	±1,5
	0,7	±4,3	±1,7	±1,4	±1,3
	0,5	±4,0	±1,5	±1,2	±1,2
6, 14, 15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ 26035-83	0,9	-	±6,5	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,5	±2,5	±2,0
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,7
	0,5	-	±2,8	±1,7	±1,4
22 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ Р 52425- 2005	0,9	-	±6,3	±3,4	±2,5
	0,8	-	±4,3	±2,3	±1,7
	0,7	-	±3,4	±1,9	±1,4
	0,5	-	±2,4	±1,4	±1,1
8 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5) ГОСТ 26035-83	0,9	-	±6,4	±3,3	±2,4
	0,8	-	±4,5	±2,4	±1,8
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,5
	0,5	-	±2,7	±1,6	±1,3
13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ Р 52425- 2005	0,9	-	±7,2	±4,0	±3,1
	0,8	-	±5,2	±3,1	±2,6
	0,7	-	±4,3	±2,7	±2,3
	0,5	-	±3,5	±2,3	±2,1

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с/сут.

Примечания:

1. Погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos j = 1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos j < 1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
  - сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos j = 0,9$  инд;
  - температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ;
  - сила тока от  $0,01 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$  для ИИК № 1 – 5, 7, 9 – 12, 16 – 21, от  $0,05 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$  для ИИК № 6, 8, 13 – 15, 22;
  - температура окружающей среды:
    - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
    - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
    - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии ИИК № 1 – 3, 13, 22 по ГОСТ Р 52323-2005, ИИК № 4 – 12, 14 – 21 по ГОСТ 30206-94, в режиме измерения реактивной электроэнергии ИИК № 1 – 3, 13, 22 по ГОСТ 52425-2005, ИИК № 4 – 12, 14 – 21;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- счетчики СЭТ-4ТМ.02 – среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 14000 часов;
- счетчики ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСПД RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов;
- УСПД RTU-327L – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов;
- УСПД СИКОН С1 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для УСПД  $T_v \leq 2$  часа;
- для УСВ  $T_v \leq 2$  часа
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД, УСВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики Альфа А1800 тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 172 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;

- хранение информации в базах данных серверов не менее 3,5 лет;

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол.
1	2	3
Трансформатор тока	GS-12	3
Трансформатор тока	JOF-123	6
Трансформатор тока	TG	3
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	9
Трансформатор тока	ТЛО-10	10
Трансформатор тока	ТЛП-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТПФ-10	2
Трансформатор тока	ТРГ-110 П*	3
Трансформатор тока	ТТЭ	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-110	3
Трансформатор тока	ТФНД-110-П	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	18
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6
Трансформатор напряжения	VEOT	3
Трансформатор напряжения	ЕОФ-123	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
	СЭТ-4ТМ.03М.04	1
	СЭТ-4ТМ.02.2	1
	СЭТ-4ТМ.03	16
	ПСЧ-4ТМ.05М.01	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802-RALXQ-P4GB-DW-4	1
УСПД	СИКОН С1	2
УСПД	RTU-325L	7
УСПД	RTU-327L	2
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-1	1
Контроллер	СИКОН ТС65	2
GSM модем	Siemens TC35i	1
Сервер ОАО «Мосэнергосбыт»	HP Proliant DL 380G5	2

## Продолжение таблицы 4

1	2	3
Сервер филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Владимирэнерго»	Fujitsu Siemens	1
Коммуникационный сервер ОАО «МОЭСК»	HP Proliant ML 350 G4p	1
Сервер базы данных ОАО «МОЭСК»	HP Proliant ML 370 G4	1
Сервер ОАО «Владимирэнергосбыт»	HP Proliant DL 180 Gen9 E5	1
Методика поверки	МП РТ 2289/550-2015	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.297	1

**Поверка**

осуществляется по документу МП РТ 2289/550-2015 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Владимирэнергосбыт» в сечении с ОАО «Мосэнергосбыт». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» в июне 2015 года.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02 – по методике поверки ИЛГШ.411152.087 РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2001 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков Альфа А1800 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- УСПД СИКОН С1 – по документу ВЛСТ 166.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С1. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;
- УСПД RTU 325L – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП» утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- УСПД RTU 327L – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-327. Методика поверки ДЯИМ.466.215.007МП» утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки 221 00.000МП» утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

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

«Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Владимирэнергосбыт» в сечении с ОАО «Мосэнергосбыт». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0019/2015-01.00324-2011 от 23.03.2015 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Владимирэнергосбыт» в сечении с ОАО «Мосэнергосбыт»**

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

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

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

### **Изготовитель**

ООО «Корпорация «ЭнергоСнабСтройСервис»  
ИНН 7731634534  
Адрес (юридический): 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204  
Адрес (почтовый): 600021, г. Владимир, ул. Мира, д.4а, офис № 3  
Телефон: (4922) 33-81-51, 34-67-26  
Факс: (4922) 42-44-93

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)  
117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31  
Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11  
Факс (499) 124-99-96  
Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_\_»\_\_\_\_\_2015 г.