

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Щекиноазот»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ОАО «Щекиноазот» (далее–АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «Щекиноазот» представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной 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 организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень–измерительно-информационные комплексы (ИИК)), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS класса точности (КТ) 0,2S и (КТ) 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и класса точности 0,5 и 1 по ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 по каждому присоединению (измерительному каналу), указанных в таблице 2 (62 точки измерений).

2-й уровень–измерительно-вычислительный комплексы электроустановок (ИВКЭ) включают в себя локальные устройства Шлюз E-422 GSM (ГР №46553-11) для автоматизации измерений и учета энергоресурсов (далее–УСПД), аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи, источники бесперебойного питания и специализированное программное обеспечение (ПО);

3-й уровень-информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер сбора и базы данных, АПК «Телескоп+» (ГР №27781-04), радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (ГР №40586-09), автоматизированные рабочие места (АРМ), аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи.

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 интервале времени усреднения 30 мин. Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS – 485 каждые 30 минут поступает на входы УСПД. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям и каналам связи GSM-модемов на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. ИВК с периодичностью не реже чем один раз в сутки производит автоматизированный сбор результатов измерений с УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД. На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сформированные XML-отчеты передаются заинтересованным организациям и участникам Оптового рынка электроэнергии по выделенному каналу доступа в сеть Интернет.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе радиоприемника точного времени типа РСТВ-01-01, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) установленного на уровне ИВК. СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. Часы сервера АИИС КУЭ синхронизируются с часами РСТВ-01-01 непрерывно, коррекция часов сервера АИИС КУЭ выполняется каждую секунду. Сличение времени часов УСПД происходит при каждом сеансе связи с сервером. Часы УСПД синхронизируются от часов сервера с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение превышающее ± 2 с (программируемый параметр). Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется аппаратно-программный комплекс (АПК) для автоматизации учета энергоресурсов «ТЕЛЕСКОП+», включающий в себя сервер сбора (СС) и сервер базы данных (СБД), программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

Программные средства СС и СБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО ИВК «Телескоп+» версия 4.0.4, ПО СОЕВ.

Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения «ТЕЛЕСКОП+» версия 4.0.4 приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения «ТЕЛЕСКОП+» версия 4.0.4

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1.Наименование ПО	Сервер сбора данных
Идентификационное наименование ПО	Server_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c
2.Наименование ПО	Пульт диспетчера
Идентификационное наименование ПО	PD_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО	2b63c8c01bcd61c4f5b15e097f1ada2f
3.Наименование ПО	АРМ Энергетика
Идентификационное наименование ПО	ASCUE_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р.50.2.077-2014–«высокий».

На метрологические характеристики модуля вычислений оказывают влияние пересчётные коэффициенты, которые используются для пересчёта токов и напряжений, считанных со счётчика, в результирующий параметр (потребляемую мощность) на уровне ИВК. Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа–паролем, опломбированием сервера и фиксацией изменений в журнале событий. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты (разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов АИИС КУЭ ОАО «Щекиноазот», с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала, представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «Щекиноазот»

Номер измерительного канала	Наименование присоединения	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии	Пределы допускаемой относительной погрешности, ±(%)	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ±(%)
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД	УССВ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Первомайская ТЭЦ, ВЛ-110кВ Первомайская-Малахово 1	ТФЗМ-150А 1200/5,КТ 0,5 ф.А №1713 ф.В № 1717 ф.С № 1715	НКФ-110-57 У1 110000/√3: 100/√3 КТ 0,5 ф.А № 934854 ф.В № 934851 ф.С № 934853	EPQS 122.22.17LL КТ 0,5S/1 № 942510	Шлюз E-422GSM №110519	РСТВ-01-01	А Р	±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
2	Первомайская ТЭЦ, ВЛ-110кВ Первомайская-Малахово 2	ТФЗМ-150А 1200/5,КТ 0,5 ф.А №1707 ф.В № 1634 ф.С № 1721	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 КТ 0,5 ф.А № 934850 ф.В № 915352 ф.С № 934852	EPQS 122.22.17LL КТ 0,5S/1 № 942515				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
3	Первомайская ТЭЦ, ВЛ-110кВ Первомайская-КС-9	ТФНД-1501 600/5,КТ 0,5 ф.А № 338 ф.В № 340 ф.С № 367	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 КТ 0,5 ф.А № 934854 ф.В № 934851 ф.С № 934853	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/1 № 01139125				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
4	Первомайская ТЭЦ, ВЛ-110кВ Первомайская-Восточная	ТФНД-1501 1200/5,КТ 0,5 ф.А № 360 ф.В № 367 ф.С № 361	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 КТ 0,5 ф.А № 934854 ф.В № 934851 ф.С № 934853	EPQS 122.22.17LL КТ 0,5S/1 № 942512				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
5	Первомайская ТЭЦ, ОВВ-110кВ	ТФЗМ-150А 600/5,КТ 0,5 ф.А №220 ф.В № 209; ф.С № 205	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 КТ 0,5 ф.А № 934854 ф.В № 934851 ф.С № 934853	EPQS 122.22.17LL КТ 0,5S/1 № 942513				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	Первомайская ТЭЦ, ВЛ-110кВ Щекино-Первомайская 1	ТФНД-1501 1200/5,КТ 0,5 ф.А № 371 ф.В № 377 ф.С № 331	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 КТ 0,5 ф.А №934854 ф.В №934851 ф.С №934853	EPQS 122.22.17LL КТ 0,5S/1 № 942516	Шлюз E-422GSM №110519		А Р	±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
7	Первомайская ТЭЦ, ВЛ-110кВ Щекино-Первомайская 2	ТФНД-1501 1200/5,КТ 0,5 ф.А № 365 ф.В № 468 ф.С № 460	НКФ-110-57У1 110000/√3:100/√3 КТ 0,5 ф.А №934850 ф.В № 915352 ф.С №934852	EPQS 122.22.17LL КТ 0,5S/1 № 942514				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
8	Первомайская ТЭЦ, ВЛ-110кВ Первомайская-Западная	ТФНД-1501 600/5,КТ 0,5 ф.А № 319 ф.В № 313 ф.С № 0001	НКФ-110-57У1 110000/√3:100/√3 КТ 0,5 ф.А № 934850 ф.В № 915352 ф.С №934852	EPQS 122.22.17LL КТ 0,5S/1 № 942517				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
9	Первомайская ТЭЦ, ВЛ-110кВ Первомайская-Капролактам	ТФНД-1501 600/5,КТ 0,5 ф.А № 372 ф.В № 378 ф.С № 329	НКФ-110-57У1 110000/√3:100/√3 КТ 0,5 ф.А № 934850 ф.В № 915352 ф.С № 934852	EPQS 122.22.17LL КТ 0,5S/1 № 942518	Шлюз E-22GSM №110519	PCTB-01-01	А Р	±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
10	ПС 110/6кВ Западная №93, РУ-6кВ ввод 1сш, яч.11	ТПШЛ-10 4000/5,КТ 0,5 ф.А №2581 ф.С № 2582	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 128	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257629	Шлюз E-422GSM №141106			±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
11	ПС 110/6кВ Западная №93, РУ-6кВ ввод 3сш, яч.23	ТЛШ-10У3 3000/5,КТ 0,5 ф.А № 517 ф.С № 526	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 2782	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257627				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
12	ПС 110/6кВ Западная №93, РУ-6кВ ввод 5сш, яч.37	ТПШЛ-10 5000/5 КТ 0,5 ф.А № 3425 ф.С № 3309	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 3626	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257625				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
13	ПС 110/6кВ Западная №93, РУ-6кВ ввод 2сш, яч.7	ТПШЛ-10 4000/5.КТ 0,5 ф.А№ 4579 ф.С в№ 5359	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 2728	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257824				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
14	ПС 110/6кВ Западная №93, РУ-6кВ ввод 4сш, яч.27	ТЛШ-10У3 3000/5,КТ 0,5 ф.А № 490 ф.С № 496	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 2754	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257826	±1,4 ±2,1			±3,3 ±5,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	ПС 110/6кВ Западная №93, РУ- 6кВ ввод бсш, яч.41	ТПШЛ-10 5000/5,КТ 0,5 ф.А №3308 ф.С №069	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 3826	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257623	Шлюз E-422GSM №141106			±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
16	ПС 110/6кВ Капролактам №264, РУ-6кВ ввод 1сш, яч.19	ТПШЛ-10 3000/5,КТ 0,5 ф.А № 2724 ф.С № 1828	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 № 3225	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257675				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
17	ПС 110/6кВ Капролактам №264, РУ-6кВ ввод 5сш, яч.29	ТПШЛ-10 3000/5,КТ 0,5 ф.А № 197 ф.С № 4775	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 № 7538	EPQS 111.21.18LL КТ 0,2S/0,5 № 461888				±1,2 ±2,1	±2,9 ±5,4
18	ПС 110/6кВ Капролактам №264, РУ-6кВ ввод 7сш, яч.69	ТШЛ-10 3000/5,КТ 0,5 ф.А № 2278 ф.С № 5364	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 № ПТПРК	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257621				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
19	ПС 110/6кВ Капролактам №264, РУ-6кВ ввод 2сш, яч.14	ТПШЛ-10 3000/5,КТ 0,5 ф.А № 5814 ф.С.№ 5615	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 № 5979	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257628				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
20	ПС 110/6кВ Капролактам №264 РУ-6кВ ввод бсш, яч.30	ТПШЛ-10 3000/5,КТ 0,5 ф.А № 5990 ф.С № 5934	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 № 3662	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257626				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
21	ПС 110/6кВ Капролактам №264, РУ-6кВ ввод 8сш, яч.66	ТЛШ-10 2000/5,КТ 0,5 ф.А № 5601 ф.С № 34	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 № 4948	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257630				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4

РСТВ-01-01

А
Р

Продолжение таблицы 2

22	ПС 110/6кВ Восточная №140 РУ-6кВ, 3сш, яч.22 - Т1 ТП-20 КуАз	ТПЛ-10М 300/5,КТ 0,5 ф.А № 2905 ф.С №2906	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 3473	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/1 № 01138954	Шлюз E-422GSM №110904	РСТВ-01-01	А Р	±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
23	ПС 110/6кВ Восточная №140, РУ-6кВ, 2сш, яч.51 - Т2 ТП-20 КуАз	ТПЛ-10М 300/5,КТ 0,5 ф.А №2971 ф.С № 2972	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 2471	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/1 № 01138944				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
24	ПС 110/6кВ Восточная №140 РУ-6кВ, 3сш, яч.10 -Т1 ТП-22 КуАз	ТПЛ-10М 300/5, КТ 0,5 ф.А №2973 ф.С №2974	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 3473	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/1 № 01138945				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
25	ПС 110/6кВ Восточная №140, РУ-6кВ, 2сш, яч.39- Т2 ТП-22 КуАз	ТПЛ-10М 300/5, КТ 0,5 ф.А № 2917 ф.С № 2916	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 2471	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/1 № 0113899				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
26	ПС 110/6кВ Восточная №140, РУ-6кВ, 1сш, яч.19 - Т1 ТП-24 КуАз	ТПЛ-10М 300/5, КТ 0,5 ф.А № 2804 ф.С № 2812	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 196	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/1 № 01138947				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4
27	ПС 110/6кВ Восточная №140, РУ-6кВ, 4сш, яч.42- Т2 ТП-24 КуАз	ТПЛ-10М 300/5, КТ 0,5 ф.А № 2609 ф.С № 2975	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 247	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/1 № 01138950				±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	ПС 110/6кВ Восточная№140 РУ-6кВ 1сш, яч.11 - Щёкинская ГЭС	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 ф.А №30760 ф.С №33414	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 196	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257676	Шлюз E-422GSM №141105	РСТВ-01-01	А Р	±1,4	±3,3
								±2,1	±5,4
29	ПС 110/6кВ Восточная№140 РУ-6кВ 1сш, яч.13 – Союз- роммонтаж	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 ф.А № 46101 ф.С №30630	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 196	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257995				±1,4	±3,3
								±2,1	±5,4
30	ПС 110/6кВ Восточная№140 РУ-6кВ 6сш, яч.113 - Щёкинская ГЭС	ТПОЛ-10 300/5, КТ 0,5 ф.А №69100 ф.С № 3571	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 3112	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257683			±1,4	±3,3	
							±2,1	±5,4	
31	ПС 110/6кВ Восточная№140 РУ-6кВ 2сш, яч.53 - Яснополянская фабрика упаковки и тары	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 ф.А №30174 ф.С №30177	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 2471	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257679			±1,4	±3,3	
							±2,1	±5,4	
32	ПС 35/6кВ Воздремо №148, РУ-6кВ ввод 1сш, яч.6	ТПОЛ-10 800/5, КТ 0,5 ф.А №42807 ф.С №40254	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 682	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257685	Шлюз E-422GSM №141103			±1,4	±3,3
								±2,1	±5,4
33	ПС 35/6кВ Воздремо №148, РУ-6кВ ввод 2сш, яч.19	ТПОЛ-10 800/5, КТ0,5 ф.А №25252 ф.С №31346	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 716	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257684			±1,4	±3,3	
							±2,1	±5,4	
34	ПС 35/6кВ Упа №50, РУ-6кВ ввод 1сш, яч.19	ТПОЛ-10 600/5, КТ0,5 ф.А №42921 ф.С №44018	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 2583	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257827	Шлюз E-422GSM №141104			1,2	3,0
								1,9	4,9
35	ПС 35/6кВ Упа №50, РУ-6кВ ввод 2сш, яч.16	ТПОЛ-10 600/5, КТ 0,5 ф.А №44305 ф.С №42832	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 483	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 №257689			1,2	3,0	
							1,9	4,9	
36	ПС 35/6кВ Упа №50,РУ- 6кВ,ТСН-1, ввод 0,4кВ	Т-0,66 У3 5/5, КТ 0,5 ф.А №057634 ф.С №057635	-	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257687			±1,1	±3,2	
							±1,8	±5,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
37	ПС 35/6кВ Упа №50, РУ- 6кВ, ТСН-2, ввод 0,4кВ	Т-0,66 У3 5/5, КТ 0,5 ф.А №057631 ф.С №057636	-	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257686	Шлюз E-422GSM №141104	РСТВ-01-01	±1,1	±3,2
38	ПС 35/6кВ Упа №50, РУ- 6кВ Упа-2, 1сш яч.9 - Росбио	ТПФМ-10 100/5, КТ 0,5 ф.А № 66247 ф.С № 65590	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 № ОКУСВ	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257690			±1,4	±3,3
39	ПС 35/6кВ Упа №50, РУ- 6кВ Упа-2, 1сш яч.11- Тульские электросети	ТПФМ-10 150/5, КТ 0,5 ф.А № 27037 ф.С № 80726	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 № ОКУСВ	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257692			±1,4	±3,3
40	ПС44 6/0,4кВ, РУ-6кВ 1сш, яч. 4- Сталинвест	ТПОЛ-10 400/5, КТ 0,5 ф.А № 22509 ф.С № 23334	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 1768	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257806	Шлюз E-422GSM №141101		±1,4	±3,3
41	ПС44 6/0,4кВ, РУ-6кВ 2сш, яч.16 - Сталинвест	ТПЛ-10-М 400/5, КТ 0,5 ф.А № 2965 ф.С № 3009	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 44-2-11	EPQS 111.21.18LL КТ0,2S/0,5 № 461889			±1,2	±2,9
42	РП-6, РУ-6кВ 1сш, яч.7 - Щёкинская ГЭС	ТПЛМ-10 200/5, КТ 0,5 ф.А №12690 ф.С № 12466	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 772	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257799	Шлюз E-422GSM№141109		±1,2	±2,9
43	РП-6, РУ-6кВ 2сш, яч.8 - Щёкинская ГЭС	ТПЛМ-10 200/5, КТ 0,5 ф.А №12464 ф.С № 12619	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 № 3154	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 257828			±1,2	±2,9
44	КТПН-400 6/0,4кВ, ввод Щит 0,4кВ МБУ «ДОЛ им. О.Кошевого»	Т-0,66 М У3 400/5, КТ 0,5S ф.А №356271 ф.В №356281 ф.С №556291	-	EPQS 121.08.07LL КТ 0,5S/1 № 588243	Шлюз E-422GSM №110842		±1,1	±3,2
								±1,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
45	ТП 6/0,4кВ "Северная насосная", щит 0,4кВ, п.2- Ревякин В.А.	ТШП-0,66 УЗ 200/5, КТ 0,5 ф.А №0002666 ф.В № 0002669 ф.С № 0002469	-	EPQS 122.21.18LL КТ 0,5S/1 № 588241	Шлюз E-422GSM №110843	РСТВ-01-01	А Р	±1,1	±3,2
46	ПС32 6/0,4кВ, щит 0,4кВ, 1сш п.8 – Гексион- Щекиноазот	Т-0,66 М УЗ 400/5, КТ 0,5S ф.А №234266 ф.В № 234267 ф.С №356250	-	EPQS 122.21.18LL КТ 0,5S/1 № 588233				±1,1	±3,2
47	ПС32 6/0,4кВ, щит 0,4кВ, 2сш п.23 - Гексион- Щекиноазот	Т-0,66 М УЗ 400/5, КТ 0,5S ф.А № 356260 ф.В №356559 ф.С № 356268	-	EPQS 122.21.18LL КТ 0,5S/1 № 588234				±1,1	±3,2
48	ПС33 6/0,4кВ, щит 0,4кВ, 1сш п.9 - Гексион- Щекиноазот	ТШП-0,66 УЗ 1200/5, КТ 0,5 ф.А №9029618 ф.В № 9029619 ф.С №9029617	-	EPQS 122.21.18LL КТ 0,5S/1 № 588239	±1,1			±3,2	
49	ПС33 6/0,4кВ, щит 0,4кВ, 2сш п.5 – Гексион- Щекиноазот	ТШП-0,66 УЗ 1200/5, КТ 0,5 ф.А № 9036353 ф.В №9036349 ф.С № 9036351	-	EPQS 122.21.18LL КТ 0,5S/1 № 588240	Шлюз E-422GSM №110844			±1,1	±3,2
50	ПС59а 6/0,4кВ, щит 0,4кВ, 1сш п.2 - Гексион- Щекиноазот	Т-0,66 М УЗ 400/5, КТ 0,5S ф.А № 356258 ф.В № 356267 ф.С № 356257	-	EPQS 122.22.17LL КТ 0,5S/1 № 942519				±1,1	±3,2
51	ПС59а 6/0,4кВ, щит 0,4кВ, 2сш п.6 – Гексион- Щекиноазот	Т-0,66 М УЗ 400/5, КТ 0,5S ф.А №356249 ф.В № 356248 ф.С № 356272	-	EPQS 122.21.18LL КТ 0,5S/1 № 588238				±1,1	±3,2
52	ТП 72 6/0,4кВ, щит 0,4кВ, 1сш п.2 – Гексион- Щекиноазот	ТШП-0,66 УЗ 600/5, КТ 0,5 ф.А №9039231 ф.В № 9039229 ф.С № 9039227	-	EPQS 122.21.18LL КТ 0,5S/1 № 588235	±1,1			±3,2	
53	ТП 72 6/0,4кВ, щит 0,4кВ, 2сш п.4 - Гексион- Щекиноазот	ТШП-0,66 УЗ 600/5, КТ 0,5 ф.А №9043810 ф.В № 9043800 ф.С № 9043833	-	EPQS 122.22.17LL КТ 0,5S/1 № 942507	±1,1			±3,2	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
54	ТП 6/0,4кВ Инженерного корпуса, РУ-0,4кВ, 1сш яч.13 - ПродЭКО	ТШП-0,66 У3 400/5,КТ 0,5 ф.А №3073554 ф.В № 3073516 ф.С № 3073508	-	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/1 № 01138943	Шлюз E-422GSM №150802	РСТВ-01-01	А Р	±1,1	±3,2	
										±1,8
55	ТП 6/0,4кВ Инженерного корпуса, РУ-0,4кВ, 2сш яч.20 - ПродЭКО	ТШП-0,66 У3 400/5, КТ 0,5 ф.А №3073524 ф.В № 3073510 ф.С № 3073501	-	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/1 № 01138957	Шлюз E-422GSM №150803				±1,1	±3,2
										±1,8
56	ТП 48 6/0,4кВ, ЩСУ-0,4кВ, 1сш – ПродЭКО	ТШП-0,66 У3 400/5, КТ 0,5 ф.А №3075583 ф.В № 3074085 ф.С № 3075578	-	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/1 № 01138953	Шлюз E-422GSM №150803				±1,1	±3,2
										±1,8
57	ТП 48 6/0,4кВ, ЩСУ-0,4кВ, 2сш – ПродЭКО	ТШП-0,66 У3 400/5, КТ 0,5 ф.А №3073555 ф.В № 3073504 ф.С № 3073530	-	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/1 № 01138970	Шлюз E-422GSM №150801				±1,1	±3,2
										±1,8
58	ТП 45а 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, 1сш яч.1 - ПродЭКО	ТШП-0,66 У3 400/5, КТ 0,5 ф.А №3073502 ф.В № 3073520 ф.С № 3073512	-	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/1 № 01138956	Шлюз E-422GSM №150801				±1,1	±3,2
										±1,8
59	ТП 45а 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, 2сш яч.6 - ПродЭКО	ТШП-0,66 У3 400/5, КТ 0,5 ф.А № 3073529 ф.В № 3073543 ф.С № 3073551	-	EPQS 122.21.18LL КТ 0,5S/1 № 588236	Шлюз E-422GSM №150801		±1,1	±3,2		
								±1,8	±5,3	
60	ТП 45а 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, 1сш яч.2 - ПродЭКО	ТШП-0,66 У3 400/5, КТ 0,5 ф.А №3075520 ф.В № 3075553 ф.С № 3074093	-	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/1 № 01138949	Шлюз E-422GSM №150801		±1,1	±3,2		
								±1,8	±5,3	
61	ТП 45а 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, яч.7 - ПродЭКО	ТШП-0,66 У3 400/5, КТ 0,5 ф.А №3074088; ф.В № 3075590 ф.С № 3074092	-	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/1 № 01138946	Шлюз E-422GSM №150801		±1,1	±3,2		
								±1,8	±5,3	
62	ТП 45а 6/0,4кВ, ЩСУ- 380/220В, 1сш п.2 - ПродЭКО	ТШП-0,66 У3 400/5, КТ 0,5 ф.А № 3073537 ф.В № 3073511 ф.С № 3073550	-	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/1 № 01138942	Шлюз E-422GSM №150801		±1,1	±3,2		
								±1,8	±5,3	

Примечание к таблице 2

1. А-активная электрическая энергия, Р-реактивная электрическая энергия;
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) $I_{НОМ}$, $\cos j = 0,9$ инд.; температура окружающей среды (20±5) °С.

4. Рабочие условия:
параметры сети: напряжение (0,9 , 1,1) $U_{НОМ}$, ток (0,02 , 1,2) $I_{НОМ}$, $\cos j$ от 0,5 инд до 0,8 емк;

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 °С до + 60 °С, для счетчиков EPQS от минус 40 °С до + 60 °С; для УСПД Шлюз E-422 GSM от минус 40°С до +60°С; для сервера от +10 °С до + 30 °С.

5. Погрешность в рабочих условиях указана при $I = 0,02 \cdot I_{НОМ}$ (для ИК №№44,46,47,50,51), для ИК №1-43,45,48,49,52-62 при $I = 0,05 \cdot I_{НОМ}$ для остальных ИК, $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +15°С до +30°С.

6. Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения-ГОСТ 1983-2001, счетчиков электрической энергии-ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в указанном стандарте класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012.

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ) приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии

Номер измерительного канала	Значение $\cos \varphi$	Предел допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ), %							
		$2 \leq I_{раб} < 5$		$5 \leq I_{раб} < 20$		$20 \leq I_{раб} < 100$		$100 \leq I_{раб} < 120$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1-16, 18-35 38-40, 42, 43	0,5	-	-	±5,6	±4,1	±3,2	±3,3	±2,6	±3,2
	0,8	-	-	±3,3	±5,4	±2,1	±3,8	±1,9	±3,5
	1	-	-	±2,2	Не норм	±1,7	Не норм	±1,5	Не норм
17, 41	0,5	-	-	±5,5	±4,1	±3,0	±3,3	±2,3	±3,2
	0,8	-	-	±2,9	±5,4	±1,7	±3,8	±1,4	±3,5
	1	-	-	±1,9	Не норм	±1,2	Не норм	±1,0	Не норм
36, 37, 45, 48, 49, 52-62	0,5	-	-	±5,5	±4,0	±3,0	±3,2	±2,3	±3,1
	0,8	-	-	±3,2	±5,3	±2,0	±3,7	±1,7	±3,3
	1	-	-	±2,0	Не норм	±1,5	Не норм	±1,4	Не норм
44, 46, 47, 50, 51	0,5	±5,5	±4,0	±3,1	±3,5	±2,3	±3,1	±2,3	±3,1
	0,8	±3,2	±5,3	±2,2	±3,9	±1,7	±3,3	±1,7	±3,3
	1	±2,3	Не норм	±1,5	Не норм	±1,4	Не норм	±1,4	Не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

-счетчик электрической энергии многофункциональный EPQS– среднее время наработки на отказ не менее 70 000 часов; среднее время восстановления работоспособности не более 168 часов;

-трансформатор тока (напряжения) - среднее время наработки на отказ не менее 100 000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 168 часов;

-устройство Шлюз E-422 GSM для автоматизации измерений и учета энергоресурсов

-среднее время наработки на отказ не менее 50 000 часов;

среднее время восстановления работоспособности не более 24 часов.;

-радиосервер точного времени РСТВ-01-01 – среднее время наработки на отказ не менее 50 000 часов; среднее время восстановления работоспособности не более 168 часов;

-сервер сбора и базы данных - среднее время наработки на отказ не менее 85 000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 1 часа.

Надежность системных решений:

· резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью резервного источника питания, включенного по схеме резервирования от 3-х независимых источников;

· резервирование электрического питания УСПД и каналобразующей аппаратуры с помощью резервного источника питания, включенного по схеме резервирования от 3-х независимых источников;

· резервирование электрического питания сервера с помощью 2-х источников бесперебойного питания включенных по схеме резервирования от 3-х независимых источников.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
- параметрирования;
- воздействия внешнего магнитного поля;
- вскрытие счетчика;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал событий УСПД:
- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- потери и восстановления связи со счётчиками;
- программных и аппаратных перезапусков;
- корректировки времени в УСПД и каждом счетчике;
- изменения ПО и перепараметрирования УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчетчиков;
- испытательных коробок;
- УСПД;
- сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:
 - электросчетчик EPQS - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
 -УСПД Шлюз E-422GSM – суточные данные об электропотреблении (профиль нагрузки счетчиков) не менее 45 суток, при отключении питания – не менее 10 лет;
 - сервер сбора и базы данных - результаты измерений и информация о состоянии средств измерений – на весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Щекиноазот» приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Щекиноазот»

Наименование компонента системы	Гос.реестр СИ	Количество (шт.)
Счетчик электрической энергии многофункциональный EPQS 111.21.18LL, КТ 0,2S/0,5	ГР №25971-06	2
Счетчик электрической энергии многофункциональные EPQS 121.08.07 LL, КТ 0,5S/1	ГР №25971-06	27
Счетчик электрической энергии многофункциональные EPQS 122.21.18LL, КТ 0,5S/1	ГР №25971-06	8
Счетчик электрической энергии многофункциональные EPQS 122.22.17LL, КТ 0,5S/1	ГР №25971-06	10
Счетчик электрической энергии многофункциональные EPQS 122.23.17LL, КТ 0,5S/1	ГР №25971-06	15
Трансформатор тока ТФНД-1501, КТ 0,5	ГР №05313-76	18
Трансформатор тока ТФЗМ-150А, КТ 0,5	ГР №05313-76	9
Трансформатор тока ТЛШ-10 УЗ, КТ 0,5	ГР №06811-78	6
Трансформатор тока ТПШЛ-10, КТ 0,5	ГР №01423-60	16
Трансформатор тока ТШЛ-10, КТ 0,5	ГР №3972-03	2
Трансформатор тока ТПЛ-10-М, КТ 0,5	ГР № 47958-11	14
Трансформатор тока ТПЛМ-10, КТ 0,5	ГР № 2363-68	4
Трансформатор тока ТПОЛ-10, КТ 0,5	ГР № 1261-02	18
Трансформатор тока ТПФМ-10, КТ 0,5	ГР № 814-53	4
Трансформатор тока Т-0,66 УЗ; КТ 0,5	ГР № 22656-07	4
Трансформатор тока Т-0,66 М УЗ; КТ 0,5S	ГР № 52667-13	15
Трансформатор тока ТШП-0,66 УЗ; КТ 0,5	ГР № 44142-10	42
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 УЗ, КТ 0,5	ГР № 14205-05	6
Трансформатор напряжения НТМИ-6, КТ 0,5	ГР № 50058-12	20
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66, КТ 0,5	ГР № 2611-70	7
Устройства Шлюз E-422 GSM	ГР №46553-11	15
Радиосервер точного времени РСТВ-01-01	ГР №40586-09	1
Сервер сбора данных HP ProLiant ML310	-	1
Сервер базы данных HP ProLiant ML350 G4	-	1
Аппаратно-программный комплекс «Телескоп+»	ГР №27781-04	1

Продолжение таблицы 4

Наименование документации		
Методика поверки МП 4222-2015АС001-5040099482-2015		1
Формуляр ФО 4222-2015АС001-5040099482-2015		1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-2015АС001-5040099482-2015 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Щекиноазот». Методика поверки", утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 12 ноября 2015 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих кодом и заверяется подписью поверителя.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

-трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
-трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
-счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS в соответствии с методикой поверки РМ 1039597-26:2002 «Счётчик электрической энергии многофункциональный EPQS», утвержденной Государственной службой метрологии Литовской Республики;

-устройство Шлюз E-422 GSM для автоматизации измерений и учета энергоресурсов в соответствии с методикой поверки. Методика поверки. «Устройство Шлюз E-422 GSM для автоматизации измерений и учета энергоресурсов». АВБЛ.468212.036 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2007 году;

-комплекс аппаратно-программный для автоматизации учета электроэнергии «ТЕЛЕСКОП+» в соответствии с разделом «Методика поверки» руководства по эксплуатации АВБЛ.002.003.РЭ, утвержденного ГЦИ СИ ВНИИМС в 2004 году;

-радиосервер точного времени РСТВ-01-01 в соответствии с разделом 5 Руководства по эксплуатации «ПЮЯИ.468212.039РЭ», утверждённого ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 году;

-радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), ПГ±1 мкс.

-мультиметр «Ресурс-ПЭ-5». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями ±0,1°. Пределы допускаемой относительной погрешности измерения напряжения в диапазоне (15–300) В, ПГ ±0,2 %; в диапазоне (15-150) мВ, ПГ ±2,0 %. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока в диапазоне (0,002-1,5) А, ПГ ± 0,3 %; в диапазоне (0,25-7,5)А, ПГ ±0,3 %. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты ПГ ±0,02 Гц;

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учёта электрической энергии АО «Щекиноазот» приведены в документе - «Методика измерений количества электроэнергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии ОАО «Щекиноазот». ЦПА.424340.03-ЩА.МИ. Методика аттестована ОАО «Фирма «ОРГРЭС» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 015-01.00032-2015 от 03 сентября 2015г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ОАО «Щекиноазот»

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

§ ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

§ ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

§ ГОСТ 31819.22-2012. 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 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Центр промышленной автоматизации»
(ЗАО «ЦПА») г. Москва

Юридический адрес: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, д. 21, корп. 41

Тел. (499) 286-26-10

ИНН 5040099482

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, пр. Карла Маркса, 134, г. Самара

Тел. (846) 3360827

E-mail: smrcsm@saminfo.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.