

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Туапсе, вторая очередь (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», вторая очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Туапсе, вторая очередь (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», вторая очередь) (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трёхуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 (далее - контроллер СИКОН С70), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени УСВ-1 (Зав. № 1274).

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из двух центров сбора и обработки информации - ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» и Центр сбора и обработки данных (далее - ЦСОД) АО «НЭСК».

ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» включает в себя сервер опроса ИВКЭ и баз данных с программным обеспечением (далее - ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-1 (Зав. № 737), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

ЦСОД АО «НЭСК» включает в себя серверы для организации и обслуживания локальной вычислительной сети предприятия, в том числе сервер базы данных АИИС КУЭ с ПО «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-1 (Зав. № 1624), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для измерительного канала (далее - ИК) № 1 цифровой сигнал с выходов счетчика по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы контроллера СИКОН С70, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к контроллеру СИКОН С70 устройствам. Далее, контроллер СИКОН С70 передает измерительную информацию в ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» по основному и резервному сотовым каналам связи стандарта GSM.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи через преобразователь интерфейсов поступает на соответствующие GSM-модемы, далее по сотовым каналам связи стандарта GSM передается непосредственно в ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Из ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» информация о результатах измерений активной и реактивной электроэнергии и «журналы событий» передаются в ЦСОД АО «НЭСК».

Передача информации из ЦСОД АО «НЭСК» в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройства синхронизации времени УСВ-1, синхронизирующие часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав каждого УСВ-1. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC составляют не более 0,5 с.

Сличение часов сервера ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» и часов сервера ЦСОД АО «НЭСК» с соответствующим УСВ-1 происходит не реже 1 раза в час. Коррекция часов каждого сервера осуществляется автоматически независимо от наличия расхождений.

Сличение часов контроллера СИКОН С70 с соответствующим УСВ-1 осуществляется ежеминутно. Коррекция часов контроллера СИКОН С70 осуществляется автоматически независимо от наличия расхождений, погрешность синхронизации не более $\pm 0,1$ с.

Для ИК № 1 сличение показаний часов счетчика с часами контроллера СИКОН С70 производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчика осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов контроллера СИКОН С70 на величину более ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки. Для остальных ИК сличение показаний часов счетчиков с часами сервера ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчика осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов сервера на величину более ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Передача информации от счётчика электрической энергии до контроллера СИКОН С70 (для ИК № 1), от контроллера СИКОН С70 до сервера ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», и от счётчика электрической энергии (для остальных ИК) до сервера ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» реализована с помощью каналов связи. Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают время и дату коррекции времени и фиксируют время до и после коррекции. Журналы событий УСПД и сервера отражают время и дату коррекции времени и фиксируют время до коррекции.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, а также с помощью специальных программных средств, что соответствует уровню «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramida.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0 b1b21906 5d63da94 9114dae4	b1959ff70 be1eb17c 83f7b0f6d 4a132f	d79874d1 0fc2b156 a0fdc27e 1ca480ac	52e28d7b6 08799bb3c cea41b548 d2c83	6f557f885 b7372613 28cd7780 5bd1ba7	48e73a92 83d1e664 94521f63 d00b0d9f	c391d642 71acf405 5bb2a4d3 fe1f8f48	ecf532935 ca1a3fd32 15049af1f d979f	530d9b01 26f7cdc2 3ecd814c 4eb7ca09	1ea5429b 261fb0e2 884f5b35 6a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го, 2-го и 3-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Номер точки измере- ний на одноли- нейной схеме	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические харак- теристики ИК		
			ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти, ($\pm\delta$) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях, ($\pm\delta$) %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	40	ПС 110/6 кВ «Ту- апсе-Городская», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №21, «Ф-21»	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Пер. № 32139-06	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Пер. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	СИКОН С70 Пер. № 28822-05	НР DL380G4	Актив- ная	1,3	3,5	
								Реак- тивная	2,5	6,0	
2	41	ТП-139 6/0,4 кВ, с.ш. 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ от ТП-96 6/0,4 кВ	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 400/5 Пер. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Пер. № 35956-12	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	-		Актив- ная	1,3	3,5	
							Реак- тивная	2,5	5,8		
3	42	РП-9 6 кВ, с.ш. 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ от ТП-96 6/0,4 кВ	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 600/5 Пер. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Пер. № 35956-12	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	-	Актив- ная	1,3	3,5		
							Реак- тивная	2,5	5,8		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	43	ТП-140 6/0,4 кВ, с.ш. 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ от ТП-96 6/0,4 кВ	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Рег. № 35956-12	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-	НР DL380G4	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,5 5,8

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном} \cos \varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена контроллера СИКОН С70, УСВ-1 (рег. № 28716-05) на однотипные утвержденных типов. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	4
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды, °С 	<p>от 95 до 105</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,02</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: <ul style="list-style-type: none"> - $\cos\phi$ - $\sin\phi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения контроллера СИКОН С70, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,5 до 1,0</p> <p>от 0,5 до 0,87</p> <p>от 49,8 до 50,02</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -10 до +35</p> <p>от +10 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>счетчики типа СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>контроллер СИКОН С70:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСВ-1:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>140000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>113060</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>контроллер СИКОН С70:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, чуток, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>113</p> <p>5</p> <p>45</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и контроллера СИКОН С70 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 контроллера СИКОН С70:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и контроллере СИКОН С70;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - контроллера СИКОН С70;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - контроллера СИКОН С70;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- контроллере СИКОН С70 (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- 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 АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	9 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	3 шт.
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	3 шт.
Сервер ИВК АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе»	HP DL380G4	1 шт.
Сервер ЦСОД АО «НЭСК»	HP DL380G4	1 шт.
Методика поверки	МП 201-017-2016	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЕКМН.466453.022-7.2 ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 201-017-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Туапсе, вторая очередь (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», вторая очередь). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2016 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- контроллер СИКОН С70 - в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденным ВНИИМС в 2005 г.;
- устройство синхронизации времени УСВ-1 - в соответствии с документом ВЛСТ 221.00.000МП «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный № 27008-04;
- 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 %.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЕКМН.466453.022-7.2РЭ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Туапсе, вторая очередь (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», вторая очередь). Руководство пользователя».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Туапсе, вторая очередь (АИИС КУЭ АО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», вторая очередь)

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» (АО «НЭСК»)

ИНН: 2308091759

Адрес: 350033, Россия, Краснодарский край, г. Краснодар, пер. Переправный, 13, офис 101

Тел./факс: (861) 992-70-00 / (861) 992-70-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)

ИНН: 7707798605

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Тел.: (499) 917-03-54

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, 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. « ____ » _____ 2016 г.