

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПТП»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПТП» (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 Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 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 2.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее - УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), и программное обеспечение (далее - ПО) ПК «Энергосфера», устройство синхронизации системного времени.

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 поступает на входы УСПД, где осуществляется накопление, хранение измерительной информации и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка. ИВК является единым центром сбора и обработки данных для АИИС КУЭ организаций системы ОАО «АК «Транснефть». Обмен данными между другими АИИС КУЭ проводится по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается серверами синхронизации времени ССВ-1Г. ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы GPS/ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакеты и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК.

Синхронизация времени в УСПД ИВКЭ осуществляется от устройства синхронизации системного времени (приемник, встроенный в УСПД) по сигналам единого календарного времени, передаваемым со спутников системы GPS/ГЛОНАСС. Пределы допускаемой абсолютной погрешности внутренних часов (с коррекцией времени по источнику точного времени с использованием PPS сигнала) не превышают $\pm 0,001$ с. Сличение времени счетчиков от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится один раз в сутки при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с.

Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журнале событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журнале событий сервера БД и УСПД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.1, в состав которого входит значимый модуль, указанный 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 ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 - Метрологический значимый модуль ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, 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 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Порядковый номер	Наименование объекта, наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ООО «Транснефть - Порт Приморск», ЗРУ-10 кВ №1, яч.17	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 100/5	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,6
2	ООО «Транснефть - Порт Приморск», ЗРУ-10 кВ №1, яч.19	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 100/5	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,6
3	ООО «Транснефть - Порт Приморск», ЗРУ-10 кВ №1, яч.27	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 100/5	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,6
4	ООО «Транснефть - Порт Приморск», ЗРУ-10 кВ №1, яч.24	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 100/5	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 10000/100	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,6
5	ООО «Транснефть - Порт Приморск», ЗРУ-10 кВ №2, яч.02	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S 200/5	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,7
6	ВРУ-0,4 кВ от КТП №5 10/0,4 кВ, Колонки питания судов, Ввод №1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S 300/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ВРУ-0,4 кВ от КТП №5 10/0,4 кВ, Колонки питания судов, Ввод №2	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S 400/5	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6
8	КТП №5 10/0,4 кВ, ЩР 0,4 кВ, QF8, щит учета ЩУ-2 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 20/5	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0	ЭКОМ- 3000	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,6
9	Здание "ПТЗ", ЩТ-2 0,4 кВ, QF6, щит учета ЩУ-1 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 30/5	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 Кл. т. 0,5S/1,0	ЭКОМ- 3000	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,6
10	КТП-6 10/0,4 кВ, 1 сш 0,4 кВ, QF5, ЩСУ-3 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0	ЭКОМ- 3000	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,6
11	КТП №10 10/0,4 кВ, 10ЩСУ0 0,4 кВ, QF1 в сторону ЩСУ УУН №727, №728 Ввод №1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S 400/5	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6
12	КТП №10 10/0,4 кВ, 2СШ 0,4 кВ, 11QF в сто- рону ЩСУ УУН №727, 728 Ввод №2	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S 400/5	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	ЭКОМ- 3000	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6

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. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 - 1,2) $I_{ном}$, частота - (50±0,15) Гц; $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 5 до плюс 35 °С; УСПД - от плюс 10 до плюс 35 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 - 1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02 - 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

б) для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 - 1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01 - 1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- температура окружающего воздуха:

- для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03 от минус 40 до плюс 60 °С;

- для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МД.01 от минус 40 до плюс 60 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

в) для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50±1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 12 от плюс 5 до плюс 35 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном ООО «ПТП» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МД.01 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСПД ЭКОМ-3000 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч,

среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- сервер HP Proliant BL 460c Gen8, HP Proliant BL 460c G6 - среднее время наработки на отказ не менее $T_{G6} = 261163$ ч, $T_{G8} = 264599$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч.

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 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).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 90 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; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПТП» 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 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	15128-03	11
Трансформатор тока	ТЛО-10	25433-11	2
Трансформатор тока	ТШП-0,66	47957-11	12
Трансформатор тока	ТОП-0,66	47959-11	5
Трансформатор напряжения	НАМИ-10 У2	11094-87	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	20186-00	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	10
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МД.01	51593-12	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-14	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	39485-08	2
Сервер с программным обеспечением	ПК «Энергосфера»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64770-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПТП». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2016 г.

Перечень основных средств 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.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;

- 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 ПСЧ-4ТМ.05МД.01 - по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МД. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.177РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «03» сентября 2012 г.;

- УСПД ЭКОМ-3000 - по документу ПБКМ.421459.007 МП «Устройства сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000». Методика поверки», согласованному с ФГУП «ВНИИМС» 20 апреля 2014 г.;

- ССВ-1Г - в соответствии с документом «Источники частоты и времени/Серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденным ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008

- 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%;

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПТП», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПТП»

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НоваСистемс» (ООО «НоваСистемс»)
ИНН 273086991

Юридический адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Революционная, д. 111, корпус 1

Почтовый адрес: 450010, Республика Башкортостан, г. Уфа, а/я 25

Тел.: (347) 291-26-90; Факс: (347) 216-40-18

E-mail: info@novasystems.ru; www.novasystems.ru

Испытательный центр

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

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

Тел./факс: 8 (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.