

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 2276 от 30.10.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Тольяттиазот»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Тольяттиазот» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности в точках измерения ОАО «Тольяттиазот», сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие функции:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодически (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии 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 результатов измерений в центры сбора и обработки информации (далее по тексту - ЦСОИ) смежных субъектов оптового рынка;
- предоставление, по запросу, контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - смежных участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени), соподчинённой национальной шкале времени.

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, ГОСТ Р 52322-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 52425-2005, 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 - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70 (Рег. № 28822-05), устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (Рег. № 17049-09), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, обеспечивающие информационное взаимодействие между уровнями системы.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе системы информационно-измерительной контроля и учета энергопотребления «Пирамида», производства ЗАО ИТФ «Системы и технологии» (Рег. № 21906-11), включающий в себя сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, программное обеспечение (далее по тексту - ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-2 (Рег. № 41681-10), автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту - АРМ), каналобразующую аппаратуру и АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка, подключенный к базе данных ИВК ОАО «Тольяттиазот» при помощи удаленного доступа по сети Internet.

На уровне ИВК обеспечивается:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматическое выполнение коррекции времени;
- сбор данных о состоянии средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);

- возможность масштабирования долей именованных величин электрической энергии;

- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в течение

3,5 лет;

- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ИАСУ КУ и другим заинтересованным субъектам ОРЭ;
- безопасность хранения данных и ПО в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 - 2003;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и ПО;
- разграничение прав доступа к информации;
- измерение времени и синхронизацию времени от СОЕВ.

Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение накопленной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АРМ функционирует на IBM PC совместимом компьютере в среде Windows.

АРМ обеспечивает представление в визуальном виде и на бумажном носителе следующей информации:

- отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;
- показатели режимов электропотребления;
- максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;
- допустимый и фактический небаланс электрической энергии за любой контролируемый интервал времени.

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 электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации представляется как:

- активная и реактивная электрическая энергия как интеграл от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемых для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (далее по тексту - ИК).

Для ИК №№ 1-19, 24 между уровнями ИИК и ИВК с помощью каналобразующей аппаратуры организованы каналы связи, обеспечивающие передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИИК в ИВК ОАО «Тольяттиазот». В качестве основного канала связи используется выделенный DSL канал связи, в качестве резервного канала используется GSM-сеть (организован при помощи коммутационной аппаратуры, используется CSD или GPRS - каналы).

Для ИК №№ 20-23, 25, 30-36, 39-49 цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии поступает на входы коммутационной аппаратуры. По запросу или в автоматическом режиме, используя GSM-сеть (используя CSD или GPRS - каналы), коммутационная аппаратура направляет информацию в ИВК ОАО «Тольяттиазот».

Для ИК №№ 37, 38 цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии поступает на входы контроллера ЭКОМ-3000 (УСПД). По запросу или в автоматическом режиме информация с УСПД с помощью GSM-сети (по CSD или GPRS - каналам) направляется в ИВК ОАО «Тольяттиазот».

Для ИК №№ 26-29 цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии поступает на вход контроллера СИКОН С70 (УСПД). По запросу или в автоматическом режиме информация с УСПД с помощью GSM-сети (по CSD или GPRS - каналам) направляется в ИВК ОАО «Тольяттиазот».

На верхнем - третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОПЭМ осуществляется от АРМ энергосбытовой организации по сети Internet в автоматическом режиме с использованием ЭП. АРМ энергосбытовой организации раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ-2 с приемником сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Часы УСВ-2 синхронизированы с приемником сигналов точного времени, сличение ежесекундное. УСВ-2 осуществляет коррекцию внутренних часов сервера БД ЦСОИ ОАО «Тольяттиазот». Синхронизация времени сервера происходит каждый час, синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера БД.

Синхронизация часов УСПД с часами сервера БД ЦСОИ ОАО «Тольяттиазот» происходит не реже одного раза в сутки при расхождении более чем на ± 2 с.

Синхронизация часов счетчиков ИК №№ 1-25, 30-36, 39-49 с часами сервера БД ЦСОИ ОАО «Тольяттиазот» происходит не реже одного раза в сутки при расхождении более чем на ± 2 с.

Сличение шкалы времени счетчиков ИК №№ 26-29, 37, 38 со шкалой времени УСПД производится во время сеанса связи со счетчиком (1 раз в 30 минут). Корректировка времени счетчиков осуществляется при расхождении со временем УСПД более чем на ± 2 с, но не чаще одного раза в сутки.

Ход часов компонентов системы за сутки не превышает ± 5 с/сут.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (ДД.ЧЧ.ММ) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД;

б) защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

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).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000» (далее по тексту - ПО), которое обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

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

Наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	1.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	CalcClients.dll	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	1.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	CalcLeakage.dll	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	1.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	CalcLosses.dll	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях и проверке точности вычислений	1.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	Metrology.dll	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	1.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	ParseBin.dll	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	1.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	ParseIEC.dll	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	1.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ParseModbus.dll	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	1.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	ParsePiramida.dll	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности справочной информации	1.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	SynchroNSI.dll	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	1.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	VerifyTime.dll	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав и основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Основные технические и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГПП-1 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сек.ш. 6 кВ, Яч.15	ТПШЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 5000/5	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/√3: 100/√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
2	ГПП-1 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 3 сек.ш. 6 кВ, Яч.34	ТПШЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 5000/5	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/√3: 100/√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
3	ГПП-1 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сек.ш. 6 кВ, Яч.24	ТПШЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 5000/5	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/√3: 100/√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
4	ГПП-1 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 4 сек.ш. 6 кВ, Яч.45	ТПШЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 5000/5	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/√3: 100/√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
5	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сек.ш. 6 кВ, Яч.15	ТПШЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 5000/5	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
6	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 3 сек.ш. 6 кВ, Яч.34	ТПШЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 5000/5	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
7	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сек.ш. 6 кВ, Яч.24	ТПШЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 5000/5	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
8	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 4 сек.ш. 6 кВ, Яч.45	ТПШЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 5000/5	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ГПП-10 110 кВ, РУ-6 кВ, яч.9	ТПШЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 3000/5	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,4$ $\pm 2,1$	$\pm 6,0$ $\pm 6,1$
10	ГПП-10 110 кВ, РУ-6 кВ, яч.20	ТПШЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 3000/5	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,4$ $\pm 2,1$	$\pm 6,0$ $\pm 6,1$
11	ГПП-10 110 кВ, РУ-6 кВ, яч.39	ТПШЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 3000/5	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,4$ $\pm 2,1$	$\pm 6,0$ $\pm 6,1$
12	ГПП-10 110 кВ, РУ-6 кВ, яч.48	ТПШЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 3000/5	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,4$ $\pm 2,1$	$\pm 6,0$ $\pm 6,1$
13	ГПП-10 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 23	ТПОЛ-10 У3 Кл.т. 0,5 1000/5	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,4$ $\pm 2,1$	$\pm 6,0$ $\pm 6,1$
14	ГПП-10 110 кВ, РУ-6 кВ, яч.11	ТПЛ-10-М У2 Кл.т. 0,5 100/5 ТПЛ-СЭЩ-10-81 У2 Кл.т. 0,5S 100/5	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,4$ $\pm 2,1$	$\pm 6,0$ $\pm 6,1$
15	ГПП-10 110 кВ, РУ-6 кВ, яч.40	ТПЛ-СЭЩ-10-81 У2 Кл.т. 0,5S 100/5	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,4$ $\pm 2,1$	$\pm 6,0$ $\pm 6,1$
16	ГПП-10 110 кВ, РУ-6 кВ, яч.22	ТПЛ-10-М У2 Кл.т. 0,5 100/5 ТПЛ-СЭЩ-10-81 У2 Кл.т. 0,5S 100/5	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,4$ $\pm 2,1$	$\pm 6,0$ $\pm 6,1$
17	ГПП-10 110 кВ, РУ-6 кВ, яч.53	ТПЛ-10-М У2 Кл.т. 0,5 100/5	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$: 100/ $\sqrt{3}$	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	$\pm 1,4$ $\pm 2,1$	$\pm 6,0$ $\pm 6,1$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	ГПП-10 110 кВ, РУ-6 кВ, яч.26	ТПЛ-10-М У2 Кл.т. 0,5 200/5	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3: 100/√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
19	ГПП-10 110 кВ, РУ-6 кВ, яч.36	ТПЛ-10-М У2 Кл.т. 0,5 200/5	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3: 100/√3	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
20	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сек.ш. 6 кВ, Яч.172	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
21	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 4 сек.ш. 6 кВ, Яч.472	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
22	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 3 сек.ш. 6 кВ, Яч.321	ТЛШ-10 У3 Кл.т. 0,5 1000/5	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
23	ГПП-2 110/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сек.ш. 6 кВ, Яч.252	ТЛШ-10 У3 Кл.т. 0,5 1000/5	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
24	ПС-69 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сек.ш. 6 кВ, Яч.ф.11	ТЛМ-10-2 У3 Кл.т. 0,5 400/5	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
25	ТП-66 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 сек.ш. 6 кВ, Яч.16	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
26	ГПП-3 110 кВ, РУ-6 кВ, яч.11	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3: 100/√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5	СИКО Н С70	активная реактивная	±1,2 ±1,9	±5,5 ±5,0
27	ГПП-3 110 кВ, ЩСН-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 200/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5	СИКО Н С70	активная реактивная	±1,0 ±1,5	±5,4 ±4,9
28	ГПП-3 110 кВ, РУ-6 кВ, яч.12	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3: 100/√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5	СИКО Н С70	активная реактивная	±1,2 ±1,9	±5,5 ±5,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	ГПП-3 110 кВ, ЩСН-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 200/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактив- ная	±1,0 ±1,5	±5,4 ±4,9
30	ВРУ-1 (РП-2) 0,4 кВ шкаф 5, гр.3, КЛ-0,4 кВ ПАО "Мегафон"	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М Кл.т. 1,0/2,0	-	активная реактив- ная	±1,1 ±2,2	±4,3 ±7,9
31	ВРУ-1 (РП-2) (0,4 кВ), шкаф 5, гр. 8, КЛ-0,4 кВ ТФ ЗАО «Смаргс»	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М Кл.т. 1,0/2,0	-	активная реактив- ная	±1,1 ±2,2	±4,3 ±7,9
32	ВРУ-1 (РП-2) 0,4 кВ шкаф 5, гр.7, КЛ-0,4 кВ ПАО "Вымпел-Ком"	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М Кл.т. 1,0/2,0	-	активная реактив- ная	±1,1 ±2,2	±4,3 ±7,9
33	ВРУ-1 (РП-2) 0,4 кВ шкаф 5, гр.5, КЛ-0,4 кВ ПАО "МТС"	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М Кл.т. 1,0/2,0	-	активная реактив- ная	±1,1 ±2,2	±4,3 ±7,9
34	ПС-79 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч. 4	ТЛК10-6 У3 Кл.т. 0,5 200/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактив- ная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
35	ПС-79 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч. 6	ТЛК10-6 У3 Кл.т. 0,5 200/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактив- ная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
36	ПС-79 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч. 15	ТЛК10-6 У3 Кл.т. 0,5 200/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактив- ная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
37	ПС 110/6 кВ Портовая, ЗРУ-6 кВ, яч.7, 1 сек.ш.	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	ЭКОМ-3000	активная реактив- ная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1
38	ПС 110/6 кВ Портовая, ЗРУ-6 кВ, яч.19, 2 сек.ш.	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	ЭКОМ-3000	активная реактив- ная	±1,4 ±2,1	±6,0 ±6,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
39	КТП ДК 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,1 ±1,8	±5,8 ±6,0
40	КТП ДК 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,1 ±1,8	±5,8 ±6,0
41	КТП-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,1 ±1,8	±5,8 ±6,0
42	КТП-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,1 ±1,8	±5,8 ±6,0
43	КТП-2 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,1 ±1,8	±5,8 ±6,0
44	КТП-2 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,1 ±1,8	±5,8 ±6,0
45	ТП 6/0,4 кВ Порт, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 У3 Кл.т. 0,5 1500/5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,1 ±1,8	±5,8 ±6,0
46	ТП 6/0,4 кВ Порт, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-0,66 У3 Кл.т. 0,5 1500/5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,1 ±1,8	±5,8 ±6,0
47	ТП 10/0,4 кВ Досуговый центр, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 1000/5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,1 ±1,8	±5,8 ±6,0
48	ТП 10/0,4 кВ Досуговый центр, Ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 1000/5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,1 ±1,8	±5,8 ±6,0
49	ПС 110/6 кВ "ОСК", ЗРУ-6 кВ, яч.6	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 800/5	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±3,3 ±5,7

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Погрешность в рабочих условиях для ИК № 49 указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до 40 °С.

4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УСПД на одноступенчатый утвержденного типа. Замена измерительных компонентов оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	49
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,8 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М ПСЧ-3ТМ.05М ПСЧ-4ТМ.05М - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 140000 140000 2 70000 2 100000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	10
ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации АИИС КУЭ 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 4.

Таблица 4 - Комплект поставки средства измерений

Наименование	Тип	Рег. № СИ	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-05	4
Трансформатор тока	ТЛМ-10-2 У3	2473-69	2
Трансформатор тока	ТЛШ-10 У3	6811-78	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М У2	47958-11	8
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЦ-10-81 У2	38202-08	4
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2363-68	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-59	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10 У3	1261-59	2
Трансформатор тока	ТЛК10-6 У3	9143-83	6
Трансформатор тока	ТПШЛ-10 У3	1423-60	28
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	29482-07	6
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	47176-11	6
Трансформатор тока	ТШП-0,66 У3	15173-06	6
Трансформатор тока	ТТИ-100	28139-12	18
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6 У3	46738-11	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЦ-6	35956-12	18
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	16687-02	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	16687-97	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	831-53	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 У3	2611-70	8

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-3ТМ.05М	36354-07	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.01	36355-07	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.04	36355-07	10
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-08	8
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	22
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	36697-08	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-09	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	-	1
Сервер БД	DELL PE R710	-	1
Методика поверки	МП 206.1-271-2017	-	1
Инструкция по эксплуатации	ЭПС 1350-14.00.ИЭ	-	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.467 ПФ	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-271-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Тольяттиазот». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» «20» сентября 2017 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}...35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения $35...330/\sqrt{3}$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- для счетчиков электрических многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, часть 2, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ;
- для счетчиков электрических многофункциональных ПСЧ-3ТМ.05М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.138 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.138РЭ;
- для счетчиков электрических многофункциональных ПСЧ-4ТМ.05М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ;

- для устройства синхронизации времени УСВ-2- в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 237.00.001 И1;
- средства измерений в соответствии с МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений в соответствии с МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- радиосервер РСТВ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 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%;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

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

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в методике измерений «Методика измерений количества электроэнергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ОАО «Тольяттиазот» ЭПС 1350РД-14.00.МИ, утвержденной и аттестованной в установленном порядке; «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тольяттиазот»», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Тольяттиазот»

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергопромсервис»

(ООО «Энергопромсервис»)

ИНН 3702072040

Адрес: 153009 г. Иваново, пр. Строителей, д. 15

Телефон/факс: +7 910-681-96-26 / +7 (4932)53-09-77

E-mail: askue37@mail.ru

Модернизация системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Тольяттиазот» проведена:

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Телефон: +7 (4922) 22-21-62

Факс: +7 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Марийский ЦСМ»
(ФБУ «Марийский ЦСМ»)

Адрес: 424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 3

Телефон/факс: +7 (8362) 41-20-18 / +7 (8362) 41-16-94

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 08.08.2011 г.

В части вносимых изменений

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

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

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / +7 (495) 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.