

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «25» января 2021 г. №30

Регистрационный № 58725-14

Лист № 1  
Всего листов 11

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

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

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергосбыт» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, измерения времени в координированной шкале времени UTC.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений. АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический и 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;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны серверов организаций–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;
- измерение времени.

АИИС КУЭ имеет трехуровневую структуру:

- 1-й уровень – информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-й уровень – измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ);
- 3-й уровень – ИВК-1 (ИВК центрального сервера обработки информации АО «РЭС») и ИВК-2 (ИВК АО «Новосибирскэнергосбыт»)

ИИК ТИ включают в себя:

- трансформаторы тока (ТТ) и их вторичные цепи;
- трансформаторы напряжения (ТН) и их вторичные цепи;
- счётчики электроэнергии.

ИВКЭ включает в себя:

– устройство сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКМ-3000» со встроенным приемником меток времени GPS;

ИВК состоит из ИВК-1-го и ИВК-2, пространственно разнесенных друг от друга.

ИВК-1 включает в себя:

– основной и резервный сервер сбора данных на базе промышленного компьютера;

– основной и резервный сервер баз данных на базе промышленного компьютера с установленным ПО СУБД MS SQL Server;

– основной и резервный комплект устройств синхронизации времени УСВ-2 (Рег. № 41681-09);

– автоматизированные рабочие места.

ИВК-2 включает в себя:

– сервер сбора данных и баз данных на базе промышленного компьютера с установленным ПО СУБД MS SQL Server;

– устройство синхронизации времени УСВ-2 (Рег. № 41681-09);

– автоматизированные рабочие места.

Принцип действия АИИС КУЭ основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение) с использованием электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), измерения и интегрировании мгновенной мощности с использованием счетчиков электрической энергии, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

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. Мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности.

Вычисленные значения активной и реактивной мощности каждого направления преобразуются в частоту следования импульсов. Во внутренних регистрах счетчиков осуществляется накопление импульсов, соответствующих каждому виду и направлению передачи электроэнергии в течение интервала времени 30 минут. По окончании этого интервала времени накопленное количество импульсов из каждого регистра переносится в долговременную энергонезависимую память с указанием времени измерений в шкале координированного времени UTC(SU).

УСПД один раз в 30 минут опрашивает счетчики электрической энергии и собирает результаты измерений, осуществляет обработку, заключающуюся в пересчете количества накопленных импульсов за период 30 минут в именованные величины, хранит результаты измерений в регистрах собственной памяти и передает их в ИВК-1. ИВК-1 осуществляет сбор результатов измерений с УСПД, их обработку, заключающуюся в умножении на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, хранение в базе данных сервера БД.

ИВКЭ осуществляют:

– сбор, первичную обработку и хранение результатов измерений и служебной информации ИИК ТИ;

– синхронизацию времени в счетчиках с использованием встроенных в УСПД GPS приемников меток точного времени.

В ИВК-1 осуществляется:

– сбор данных с уровня ИВКЭ;

– обработка данных, заключающаяся в умножении приращений электроэнергии на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;

- хранение полученных в результате обработки приращений электроэнергии в базе данных;
- визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;
- автоматическая передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ИВК-2 с использованием межмашинного обмена, а также в формате 80020, определенном разделом 4 Приложения № 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

На ИВК-2 осуществляется прием данных от ИВК-1, занесение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в базу данных, визуальный просмотр результатов измерений и данных о состоянии средств измерений из базы данных. ИВК-2 осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также инфраструктурными организациями оптового рынка (в т.ч. АО «АТС», АО «СО ЕЭС»). Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ, а также с другими АИИС КУЭ утвержденного типа осуществляется по электронной почте сети Internet (по протоколу TCP/IP) в соответствии с регламентами ОРЭМ в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80040, 51070 и др., заверенных, при необходимости, электронной подписью.

АИИС КУЭ выполняет измерение времени в шкале UTC(SU) следующим образом. УСПД осуществляет прием и обработку сигналов точного времени в постоянном режиме с использованием встроенного приемника сигналов GPS. УСПД, в свою очередь, при опросе счетчиков осуществляет проверку поправки шкалы времени счетчиков. Если поправка часов счетчиков превышает  $\pm 1$  с относительно шкалы времени УСПД, последний осуществляет синхронизацию шкалы времени счетчиков, но не чаще 1 раза в сутки. На ПС «Чилино» и ТПС «Плотинная» в связи с отсутствием УСПД, синхронизацию шкалы времени счетчиков по GSM-каналу связи производит ИВК-1, который в свою очередь осуществляет прием и обработку сигналов точного времени в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-2.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 для передачи данных от ИИК ТИ на уровне ИВКЭ;
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS с использованием коммутатора PGC.02 в качестве основного канала связи для передачи данных от ИВКЭ в ИВК-1 на ПС «Чилино», ТПС «Плотинная», ПС «Верх-Аллак», ПС «Кочки», ПС «Столбово», ТПС «Валерино» ТПС «Колония», ПС «Падунская», ТПС «Таскаево», ТПС «Торсьма», ТПС «Усть-Тальменка»;
- посредством радиоканала с использованием спутникового радиомодема Qualcomm GSP1620 в качестве резервного канала связи для передачи данных от ИВКЭ в ИВК-1 на ПС «Верх-Аллак», ПС «Кочки», ПС «Столбово», ТПС «Валерино», ТПС «Колония», ПС «Падунская», ТПС «Таскаево», ТПС «Торсьма», ТПС «Усть-Тальменка».

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

Контрольный доступ к АИИС КУЭ со стороны внешних систем осуществляется по основному каналу связи, образованному аппаратурой локальной сети стандарта Ethernet. Перечень измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень и состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			Счетчики электроэнергии			УСПД
		Тип	К-т тр.	Кл. точн.	Тип	К-т тр.	Кл. точн.	Тип	Кл. точн.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	ПС 110 кВ «Таскаево» (110/10 кВ), РУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, фидер №3	ТПЛ-СВЭЛ-10, мод. ТПЛ-СВЭЛ-10-3 Рег. № 44701-10	100/5	0,5S	НАМИ-10, Рег. № 11094-87	10000/100	0,2 <sup>1</sup>	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-09
4	ПС 110 кВ «Таскаево» (110/10 кВ), РУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, фидер №6	ТПЛ-СВЭЛ-10, мод. ТПЛ-СВЭЛ-10-3 Рег. № 44701-10	100/5	0,5S	НАМИ-10, Рег. № 11094-87	10000/100	0,2 <sup>1</sup>	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
5	ПС 110 кВ «Падунская» (110/10 кВ), РУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч.13, фидер №3	ТОЛ-НТЗ-10, Рег. № 69606-17	400/5	0,2S	НТМИ-10-66, Рег. № 831-69	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-09
6	ПС 110 кВ «Падунская» (110/10 кВ), РУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч.12, фидер №4	ТПЛ-СВЭЛ-10, мод. ТПЛ-СВЭЛ-10-3 Рег. № 44701-10	75/5	0,5S	НТМИ-10-66, Рег. № 831-69	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
7	ПС 110 кВ «Падунская» (110/10 кВ), РУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч.14, фидер №6	ТПФМ-10, Рег. № 814-53	150/5	0,5	НТМИ-10-66, Рег. № 831-69	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
8	ПС 110 кВ «Падунская» (110/10 кВ), РУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч.16, фидер №8	ТПЛ-СВЭЛ-10, мод. ТПЛ-СВЭЛ-10-3 Рег. № 44701-10	200/5	0,5S	НТМИ-10-66, Рег. № 831-69	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
9	ПС 110 кВ «Торсьма» (110/35/10 кВ), ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ П-3	ТГФ110, Рег. № 16635-05	600/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1, Рег. № 24218-03	110000/√3: 100/√3	0,2	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-09
10	ПС 110 кВ «Торсьма» (110/35/10 кВ), ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ П-4	ТГФ110, Рег. № 16635-05	600/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1, Рег. № 24218-03	110000/√3: 100/√3	0,2	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12	ПС 110 кВ «Колония» (110/35/10 кВ), РУ-10 кВ, фидер №4	ТПЛ-10, Пер. № 1276-59	300/5	0,5	НАМИ-10, Пер. № 11094-87	10000/ 100	0,2 <sup>1</sup>	СЭТ-4ТМ.03, Пер. № 27524-04	0,2S	0,5	ЭКОМ-3000, Пер. № 17049-09
13	ПС 110 кВ «Колония» (110/35/10 кВ), РУ-10 кВ, фидер №5	ТЛП-10, Пер. № 30709-06	300/5	0,2S	НАМИ-10- 95УХЛ2, Пер. № 20186-05	10000/ 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03, Пер. № 27524-04	0,2S	0,5	
14	ПС 110 кВ «Колония» (110/35/10 кВ), РУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ 246Ц	STSM-38, Пер. № 37491-08	150/1	0,2S	НАМИ-35 УХЛ1, Пер. № 19813-05	35000/100	0,2	СЭТ-4ТМ.03, Пер. № 27524-04	0,2S	0,5	
15	ПС 110 кВ Валерино тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Валерино- Картканск с отпайками (3-15 Валерино-Картканск)	ТГФ110, Пер. № 16635-06	300/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1, Пер. № 24218-08	110000/ $\sqrt{3}$ : 100/ $\sqrt{3}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03, Пер. № 27524-04	0,2S	0,5	ЭКОМ-3000, Пер. № 17049-09
16	ПС 110 кВ Валерино тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Валерино-Колония с отпайкой на ПС Илюшкино (3-16 Валерино-Колония)	ТГФ110, Пер. № 16635-06	300/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1, Пер. № 24218-08	110000/ $\sqrt{3}$ : 100/ $\sqrt{3}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03, Пер. № 27524-04	0,2S	0,5	
21	ПС 110 кВ «Кочки» (110/10 кВ), ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ КК-113	ТВ-СВЭЛ- 35(110, 220)-IX, мод. ТВ-СВЭЛ- 110-IX, Пер. № 54722-13	500/5	0,2S	НКФ-110-57, Пер. № 14205-11	110000/ $\sqrt{3}$ : 100/ $\sqrt{3}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03, Пер. № 27524-04	0,2S	0,5	ЭКОМ-3000, Пер. № 17049-09

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
28	ПС 110 кВ Усть-Тальменская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Усть-Тальменская - Ново-Черепановская (Ю-13 Усть-Тальменская - Ново-Черепановская)	ТГФ110, Рег. № 16635-05	400/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1, Рег. № 24218-03	$110000/\sqrt{3}$ : $100/\sqrt{3}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-09
29	ПС 110 кВ Усть-Тальменская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Посевная - Усть-Тальменская с отпайками (Ю-14)	ТГФ110, Рег. №16635-05	400/1	0,2S	НАМИ-110 УХЛ1, Рег. № 24218-03	$110000/\sqrt{3}$ : $100/\sqrt{3}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
30	ПС 35 кВ «Верх-Аллак» (35/10 кВ), РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТИ, Рег. № 28139-12	100/5	0,5	не используется			СЭТ-4ТМ.03, мод. СЭТ-4ТМ.03.08, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-09
31	ПС 35 кВ «Верх-Аллак» (35/10 кВ), РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТИ, Рег. № 28139-12	100/5	0,5	не используется			СЭТ-4ТМ.03, мод. СЭТ-4ТМ.03.08, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
32	ПС 35 кВ «Верх-Аллак» (35/10 кВ), РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ 1Т	ТЛМ-10, Рег. № 2473-69	150/5	0,5	НАМИТ-10-2, Рег. № 16687-07	$10000/$ 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-09
33	ПС 35 кВ «Верх-Аллак» (35/10 кВ), РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ 2Т	ТЛМ-10, Рег. № 2473-69	150/5	0,5	НАМИ-10, Рег. № 11094-87	$10000/$ 100	0,2 <sup>1</sup>	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
34	ПС 35 кВ «Столбово» (35/10 кВ), РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТИ, Рег. № 28139-12	100/5	0,5	не используется			СЭТ-4ТМ.03, мод. СЭТ-4ТМ.03.08, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-09
35	ПС 35 кВ «Столбово» (35/10 кВ), РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТИ, Рег. № 28139-12	100/5	0,5	не используется			СЭТ-4ТМ.03, мод. СЭТ-4ТМ.03.08, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
36	ПС 35 кВ «Столбово» (35/10 кВ), РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ 1Т	ТЛМ-10, Рег. № 2473-69	150/5	0,5	НТМИ-10-66, Рег. № 831-69	$10000/$ 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
37	ПС 35 кВ «Столбово» (35/10 кВ), РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ 2Т	ТЛМ-10, Рег. № 2473-69	150/5	0,5	НАМИТ-10, Рег. № 16687-07	10000/ 100	0,5	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
38	ПС 110 кВ «Чилино» (110/35/10 кВ), ОРУ-110 кВ, 1СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ С-21	ТФНД-110М, Рег. № 2793-71	100/5	0,5	НКФ-110-57 У1, Рег. № 14205-94	110000/ $\sqrt{3}$ : 100/ $\sqrt{3}$	0,5	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	не используется
39	ПС 220 кВ «Плотинная» (220/35/27,5 кВ), ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Барнаульская - Плотинная (ВЛ БП-208)	ТГФ220-II*, Рег. № 20645-07	1000/ 1	0,2S	НАМИ-220 УХЛ1, Рег. № 20344-05	220000/ $\sqrt{3}$ : 100/ $\sqrt{3}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
40	ПС 220 кВ «Плотинная» (220/35/27,5 кВ), ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Плотинная - Светлая (ВЛ ПС-212)	ТГФ220-II*, Рег. № 20645-07	1000/ 1	0,2S	НАМИ-220 УХЛ1, Рег. № 20344-05	220000/ $\sqrt{3}$ : 100/ $\sqrt{3}$	0,2	СЭТ-4ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	

Примечания:

- 1 Трансформаторы напряжения типа НАМИ-10 класса точности 0,2 в рабочих условиях эксплуатации обеспечивают погрешности, соответствующие классу точности 0,5 по ГОСТ 1983,
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик,
- 3 Допускается замена устройства сбора и передачи данных и устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть

Пломбирование АИИС КУЭ не предусмотрено.

### Программное обеспечение

В ИВК используется программное обеспечение (ПО) «Энергосфера» из состава «Комплексы программно-технические измерительные ЭКОМ» (ПТК «ЭКОМ», рег. № 19542-05, разработка ООО "НПФ "Прософт-Е", г.Екатеринбург).

Метрологически значимая часть программного комплекса «Энергосфера» ИВК и ее идентификационные признаки приведены в таблице 2 .

Таблица 2- Идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК-1 и ИВК-2

Идентификационное наименование программного обеспечения	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения	(рассчитываемый по алгоритму MD5) cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Уровень защиты метрологически значимой части программного обеспечения ИВК-1 и ИВК-2 от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «средний».

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики представлены в таблицах 3 и 4, технические характеристики приведены в таблице 5.

Таблица 3 - Границы допускаемой основной относительной погрешности при доверительной вероятности P=0,95 при измерении активной и реактивной электрической энергии

I, % от Ином	Коэффициент мощности	ИК №№ 5, 21	ИК №№ 3, 4, 6, 8	ИК №№ 7, 12, 32, 33, 36, 37, 38	ИК №№ 9, 10, 13, 14, 15, 16, 28, 29, 39, 40	ИК №№ 30, 31, 34, 35
		$\delta_{w_0}^A, \pm\%$	$\delta_{w_0}^A, \pm\%$	$\delta_{w_0}^A, \pm\%$	$\delta_{w_0}^A, \pm\%$	$\delta_{w_0}^A, \pm\%$
2	0,5	2,1	4,8	-	1,8	-
2	0,8	1,3	2,5	-	1,1	-
2	1	0,97	1,6	-	0,83	-
5	0,5	1,6	2,9	5,4	1,2	5,2
5	0,8	1,0	1,6	2,8	0,75	2,7
5	1	0,76	1,1	1,8	0,57	1,7
20	0,5	1,4	2,2	2,9	0,94	2,6
20	0,8	0,91	1,2	1,6	0,63	1,4
20	1	0,69	0,85	1,1	0,47	0,85
100, 120	0,5	1,4	2,2	2,2	0,94	1,8
100, 120	0,8	0,91	1,2	1,2	0,63	0,96
100, 120	1	0,69	0,85	0,85	0,47	0,59



Таблица 4 - Границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности P=0,95 при измерении активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения

I, % от I <sub>ном</sub>	Коэффициент мощности	ИК №№ 5, 21		ИК №№ 3, 4, 6, 8		ИК №№ 7, 12, 32, 33, 36, 37, 38		ИК №№ 9, 10, 13, 14, 15, 16, 28, 29, 39, 40		ИК №№ 30, 31, 34, 35	
		$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$	$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	0,5	2,1	1,5	4,8	2,4	-	-	1,8	1,3	-	-
2	0,8	1,4	2,0	2,6	3,9	-	-	1,2	1,8	-	-
2	0,865	1,3	2,3	2,3	4,9	-	-	1,1	2,1	-	-
2	1	1,0	-	1,6	-	-	-	0,88	-	-	-
5	0,5	1,7	1,2	3,0	1,6	5,4	2,6	1,3	1,0	5,3	2,5
5	0,8	1,1	1,6	1,7	2,5	2,9	4,4	0,91	1,3	2,8	4,3
5	0,865	1,1	1,8	1,5	3,0	2,5	5,4	0,87	1,4	2,4	5,3
5	1	0,81	-	1,1	-	1,8	-	0,64	-	1,7	-
20	0,5	1,5	1,1	2,2	1,3	3,0	1,6	1,1	0,96	2,7	1,4
20	0,8	1,0	1,4	1,3	1,9	1,7	2,5	0,81	1,1	1,5	2,2
20	0,865	0,99	1,6	1,2	2,3	1,5	3,0	0,78	1,2	1,3	2,7
20	1	0,75	-	0,9	-	1,1	-	0,55	-	0,9	-
100, 120	0,5	1,5	1,1	2,2	1,3	2,2	1,3	1,1	0,96	1,9	1,1
100, 120	0,8	1,0	1,4	1,3	1,9	1,3	1,9	0,81	1,1	1,1	1,6
100, 120	0,865	0,99	1,6	1,2	2,3	1,2	2,3	0,78	1,2	0,99	1,9
100, 120	1	0,75	-	0,9	-	0,9	-	0,55	-	0,66	-

Таблица 5 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	27
Пределы допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC, с	$\pm 5$
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных, лет, не менее	3,5
Ведение журналов событий ИВК, ИВКЭ и ИИК ТИ	автоматическое
Рабочие условия применения измерительных компонентов:	
– температура окружающего воздуха (кроме ТТ и ТН), °С	от 0 до + 40
– температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С	от - 40 до + 40
– частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
– напряжение сети питания, В	от 198 до 242
– индукция внешнего магнитного поля, мТл, не более	0,05

Окончание таблицы 5

1	2
Допускаемые значения информативных параметров:	
– ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 3 – 6, 8, 9 - 10, 13 - 16, 21, 28 - 29, 39, 40	от 2 до 120
– ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 7, 12, 30 – 38	от 5 до 120
– напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
– коэффициент мощности $\cos \varphi$ для ИК № 3 - 10, 12-16, 21, 28 - 40	0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк.

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист документа СМЕР.АУЭ.388.00 ФО. «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергообл». Формуляр».

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	STSM-38	3
Трансформаторы тока	ТВ-СВЭЛ-110-IX	3
Трансформаторы тока	ТГФ110	18
Трансформаторы тока	ТГФ220-II*	6
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8
Трансформаторы тока	ТТИ	12
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛП-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	8
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	2
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока	ТФНД-110М	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	18
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	3
Счетчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	23
Счетчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03.08	4
Сервер сбора данных	-	2
Сервер баз данных	-	3
Автоматизированное рабочее место	-	6
Устройство сбора и передачи данных	«ЭКОМ-3000»	9

Окончание таблицы 7

1	2	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	3
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергосбыт. Формуляр	СМИР.АУЭ.388.00 ФО	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергосбыт. Методика поверки	СМИР.АУЭ.388.00 Д1	1

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

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергосбыт». Свидетельство об аттестации методики измерений № 1037-РА.RU.311735-2020 от «24» декабря 2020 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новосибирскэнергосбыт»**

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

#### **Изготовитель**

Открытое акционерное общество «Новосибирскэнергосбыт»  
(ОАО «Новосибирскэнергосбыт»)  
ИНН 5407025576  
Адрес: 630099, г. Новосибирск, ул. Орджоникидзе, д. 32  
Телефон (383) 273-98-00  
Email: info@nskes.ru

#### **Испытательный центр**

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4  
Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60  
E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.