

Приложение № 7
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» декабря 2020 г. № 2020

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТНС энерго Великий Новгород»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТНС энерго Великий Новгород» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ООО «ТНС энерго Великий Новгород» на базе закрытой облачной системы VMware (сервер) с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 измерительных каналов (ИК) №№ 1-15, 22 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, на котором осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление

электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение измерительной информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, на котором выполняется обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Дополнительно сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже одного раза в час. Корректировка часов сервера производится при наличии расхождения.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами сервера на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами соответствующего УСПД (для ИК №№ 16-21) осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами соответствующего УСПД на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера (для ИК №№ 1-15, 22) осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или значение коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePyramida.dll	SynchronyNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 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 ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы допуска- емой ос- новной относи- тельной погреш- ности (±δ), %	Границы допускае- мой отно- сительной погреш- ности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110 кВ Ки- прия, ОРУ – 110 кВ, ВЛ 110 кВ Киприйская-1	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В ТФМ-110 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 16023-97 Фаза: С	1 СШ: НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С 2 СШ: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	-	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	ПС 110 кВ Ки-прия, ОРУ – 110 кВ, ОВ 110 кВ	ТФМ-110-II Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 53622-13 Фаза: А; С ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фаза: В	2 СШ: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	-			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,7
3	ПС 110 кВ №31 Рогавка, ОРУ – 110 кВ, ВЛ 110 кВ Милодежская-1	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	-	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,7
4	ПС 110 кВ №31 Рогавка, ОРУ – 35 кВ, ВЛ 35 кВ Тесовская-5	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фаза: А; В; С	1 СШ: НОМ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 187-49 Фазы: А; В; С 2 СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02.2.14 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	-			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,3
5	ПС 35 кВ Тесово-2, Т-1 6 кВ	ТПЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 51678-12 Фаза: А; В; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	-	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	ПС 35 кВ Тесово-2, Т-2 6 кВ	ТПЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 69608-17 Фаза: А; В; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	-			Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,6
7	ПС 110 кВ Батцкая, ОРУ – 110 кВ, ВЛ 110 кВ Мирная-2	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В ТФЗМ-110Б-VI Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фаза: С	1 СШ: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С 2 СШ: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	-			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
8	ПС 110 кВ Неболчи, ОРУ – 110 кВ, ВЛ 110 кВ Неболчинская-2	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С 2 СШ: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	-	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
9	ПС 35 кВ Оскуй , ОРУ – 35 кВ, ВЛ 35 кВ Будого- щская-1	ТФН-35М Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	-			Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,7
10	ПС 110 кВ Ели- сеево , ОРУ – 110 кВ, ВЛ 110 кВ Елисеево-Труд	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	-			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
11	ПС 110 кВ Под- березье (ПС-202), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Холм- ская-1	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 100/1 Рег. № 23256-05 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	-			Актив- ная	0,9	1,6
								Реак- тивная	1,6	2,7
12	ПС 110 кВ Ро- гавка, ОРУ – 35 кВ, ВЛ-35 кВ Те- совская-6	ТФН-35М Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3690-73 Фаза: А ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3690-73 Фаза: С	2 СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02.2.14 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	-	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
13	ПС 110 кВ Дуна- ево, ОРУ – 110 кВ, ВЛ 110 кВ Холмская-1	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	-			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
14	ПС 110 кВ Светлицы, ОРУ – 110 кВ, ВЛ 110 кВ Светлая-2	ТФМ-110 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 16023-97 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	-			Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,7
15	ПС 35 кВ Быково, ОРУ – 35 кВ, ВЛ 35 кВ Быково-Никола	LZZB8-35D Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 59679-15 Фазы: А; В; С	JDZX8-35R2 Кл.т. 0,5 38500/√3/100/√3 Рег. № 59680-15 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	-			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
16	ПС 110 кВ Выползово, ВЛ 110 кВ Выползово-Газовая (л.Валдайская1)	ТГФ-110Ш Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 49114-12 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
17	ПС 110 кВ Выползово, ОРУ – 35 кВ, ВЛ 35 кВ Выползово-ПС № 2	ТФН-35 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 664-51 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
18	ПС 110 кВ Выползово, ЗРУ-6 кВ, яч.22, Ввод 6 кВ КВЛ №22	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
19	ПС 110 кВ Вы- ползово, ЗРУ-6 кВ, яч.17, Ввод 6 кВ КВЛ №17	ТВК-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 8913-82 Фаза: А ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1856-63 Фаза: С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
20	ПС 110 кВ Вы- ползово, ОБ 110 кВ	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 300/1 Рег. № 30559-05 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	0,9	1,6
								Реак- тивная	1,5	3,2
21	ПС 35 кВ Наса- кино, КРУН 10 кВ, Ввод 10 кВ КЛ №04	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 29390-05 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
22	ПС 110 кВ Дно (ПС-116), ОРУ- 110 кВ, ВЛ 110 кВ Светлая-2	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 Фазы: А; В; С	А1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	-	УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)										±5 с

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 на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 11, 14, 15, 20 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – 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 УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 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	22
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 14, 15</p> <p>для ИК №№ 11, 20</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 14, 15</p> <p>для ИК №№ 11, 20</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +40</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа Альфа А1800:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>165000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>220000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>120000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа Альфа А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 113 30 180 30 45 10 3,5

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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени в счетчиках.
- журнал УСПД:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени;
 пропадание и восстановление связи со счетчиками.
- журнал сервера:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 счетчиков электрической энергии;
 промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки;
УСПД;
сервера.

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

счетчиков электрической энергии;
УСПД;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (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	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	14
Трансформаторы тока	ТФМ-110	4
Трансформаторы тока	ТФМ-110-II	2
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-1У1	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-VI	1
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-НТЗ-10	6
Трансформаторы тока	ТФН-35М	3
Трансформаторы тока	LZZB8-35D	3
Трансформаторы тока	ТГФ-110Ш	3
Трансформаторы тока	ТФН-35	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10У3	2
Трансформаторы тока	ТВК-10	1
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	1
Трансформаторы тока измерительные	ТВИ-110	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57У1	18
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	12
Трансформаторы напряжения	НОМ-35	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформаторы напряжения	JDZX8-35R2	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	13
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	5
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2
Контроллеры сетевые индустриальные	СИКОН С70	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер ООО «ТНС энерго Великий Новгород» на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Методика поверки	МП ЭПР-272-2020	1
Паспорт-формуляр	ТНСЭ.366305.010.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-272-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТНС энерго Великий Новгород». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 10.08.2020 г.

Основные средства поверки:

- в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;
- блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37328-15);
- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

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 «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «ТНС энерго Великий Новгород», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

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

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

Общество с ограниченной ответственностью «ТНС энерго Великий Новгород»
(ООО «ТНС энерго Великий Новгород»)

ИНН 7715825806

Адрес: 173015, г. Великий Новгород, ул. Псковская, д. 13

Телефон: (8162) 50-25-16

Web-сайт: novgorod.tns-e.ru

E-mail: sekr@novgorod.tns-e.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.