

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Ярославль»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Ярославль» (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 каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ПАО «ТНС энерго Ярославль» на базе закрытой облачной системы VMware с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», сервер филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» на базе закрытой облачной системы VMware и сервер филиала ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго» с ПО «Пирамида-Сети», устройства синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на серверы: для измерительных каналов (ИК) №№ 4, 5, 7 – на сервер филиала ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго», для ИК № 9 – на сервер филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго», на которых 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 филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго», на котором выполняется обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера филиала ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго» и сервера филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» информация в виде xml-файлов установленных форматов передается на сервер ПАО «ТНС энерго Ярославль» по каналу связи сети Internet (основной канал).

При отказе основного канала связи для ИК №№ 4, 5, 7, 9 цифровой сигнал с выходов счетчиков по резервному каналу связи при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ПАО «ТНС энерго Ярославль», 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.

При отказе основного канала связи 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. Измерительная информация от УСПД по резервному каналу связи при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ПАО «ТНС энерго Ярославль», на котором осуществляется обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Дополнительно сервер ПАО «ТНС энерго Ярославль» 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 ПАО «ТНС энерго Ярославль» 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера филиала ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго», часы сервера филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго», часы сервера ПАО «ТНС энерго Ярославль» и УСВ.

Сравнение показаний часов каждого сервера с соответствующим УСВ осуществляется не реже одного раза в час. Корректировка часов серверов производится при расхождении показаний с УСВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов каждого УСПД с часами сервера филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами сервера филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» на величину более ± 1 с.

В случае отказа основного канала опроса имеется возможность синхронизации часов УСПД с часами сервера ПАО «ТНС энерго Ярославль». Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера ПАО «ТНС энерго Ярославль» осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами сервера ПАО «ТНС энерго Ярославль» на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами соответствующего УСПД (для ИК №№ 1-3, 6, 8, 10-14) 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 соответствующего сервера (для ИК №№ 4, 5, 7 – с часами сервера филиала ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго», для ИК № 9 – с часами сервера филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго») осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами соответствующего сервера на величину более ± 1 с.

В случае отказа основного канала опроса имеется возможность синхронизации часов счетчиков для ИК №№ 4, 5, 7, 9 с часами сервера ПАО «ТНС энерго Ярославль». Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера ПАО «ТНС энерго Ярославль» осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера ПАО «ТНС энерго Ярославль» на величину более ± 1 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» и ПО «Пирамида-Сети».

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР» (сервер ПАО «ТНС энерго Ярославль»)
	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.03
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида-Сети» (сервер филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» и сервер филиала ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго»)									
	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	Coml ECFuncti ons.dll	ComModb usFunction s.dll	Com StdFuncti ons.dll	DateTime Processin g.dll	Safe Values DataUp- date.dll	Simple Verify Data Statuses.dl l	Summary Check CRC.dll	Values DataProce ssing.dll
Номер версии (идентификацион- ный номер) ПО	не ниже 8.0									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373	D1C26A2F55C7FE6FF5CAF8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
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 электро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы допус- каемой основной 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 Хал- деево, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Халдеево-Буй(т)	ТОГ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26118-03 Фазы: А; В; С	1 СШ: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С 2 СШ: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12 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 Ярцево, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Ярцево-Лютово	ТФЗМ 110Б-IV Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	1 СШ: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С 2 СШ: НКФ-110-57 У1 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	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,3
3	ПС 110 кВ Ярцево, ОРУ-110 кВ, ОВ -110 кВ	ТФЗМ 110Б-IV Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	1 СШ: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С 2 СШ: НКФ-110-57 У1 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	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	ПС 110 кВ Нерехта-1, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Нерехта-Рождественно	ТГМ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 100/1 Рег. № 41967-09 Фазы: А; С	1 СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС 2 СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-2 Рег. № 41681-10	DEPO Storm 1150L2E VMware	Актив- ная Реак- тивная	1,0 1,8	2,3 5,5
5	ПС 110 кВ Нерехта-1, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Нерехта-Смирновская	ТБМО-35 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 200/1 Рег. № 33045-06 Фазы: А; В; С	1 СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС 2 СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-2 Рег. № 41681-10	DEPO Storm 1150L2E VMware	Актив- ная Реак- тивная	1,0 1,8	2,3 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	ПС 110 кВ Ярцево, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Нерехта - 2	ТФ3М 110Б-IV Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	1 СШ: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С 2 СШ: НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,7
7	ПС 110 кВ Нерехта-1, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Нерехта-1	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 300/1 Рег. № 23256-05 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-2 Рег. № 41681-10	DEPO Storm 1150L2E VMware	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,3 5,5
8	ПС 110 кВ Переславль, ОРУ-110кВ, ВЛ 110кВ Переславская 2	ТФМ-110 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 16023-97 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 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	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Активная Реактивная	1,3 2,5	3,3 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
9	ПС 35 кВ Ермаково, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Щетинское-Ермаково	ТВ-35 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,3
10	ПС 110 кВ Пищалкино, КРУН-10 кВ, КЛ-10 кВ Пищалкино Ф. 1	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив-ная Реак-тивная	1,1 2,2	3,2 5,6
11	ПС 110 кВ Пищалкино, КРУН-10 кВ, КЛ-10 кВ Пищалкино Ф. 5	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,7
12	ПС 110 кВ Пищалкино, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Пищалкино-Бежецк	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12 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
13	ПС 110 кВ Пищалкино, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Пищалкино- Красный Холм	ТФН-35 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 664-51 Фазы: А; С	1 СШ: НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС 2 СШ: НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,7
14	ПС 110 кВ Пищалкино, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Пищалкино- Сонково	ТФН-35 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 664-51 Фазы: А; С	1 СШ: НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС 2 СШ: НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-2 Рег. № 41681-10	VMware	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,7

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±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 №№ 4, 5, 7 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 серверов 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	14
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 4, 5, 7 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 4, 5, 7 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера филиала ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго», °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +40 от +5 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.02М и СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 90000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
среднее время восстановления работоспособности, ч	24
для УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСВ-2: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	5
для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания серверов 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 в счетчиках и УСПД;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

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;
серверов.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
серверах (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	ТОГ-110	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV	9
Трансформаторы тока	ТГМ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы тока	ТБМО-35 УХЛ1	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	3
Трансформаторы тока	ТФМ-110	3
Трансформаторы тока	ТВ-35	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	3
Трансформаторы тока	ТФН-35	4
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	15
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	3
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер ПАО «ТНС энерго Ярославль» на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Сервер филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Сервер филиала ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго»	DEPO Storm 1150L2E	1
Методика поверки	МП ЭПР-230-2020	1
Паспорт-формуляр	ТНСЭ.366305.009.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-230-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТНС энерго Ярославль». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 29.01.2020 г.

Основные средства поверки:

- в соответствии с методиками поверки средств измерений, входящих в состав АИ-ИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- 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 ПАО «ТНС энерго Ярославль», свидетельство об аттестации № 262/RA.RU.312078/2020.

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

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

Публичное акционерное общество «ТНС энерго Ярославль»
(ПАО «ТНС энерго Ярославль»)
ИНН 7606052264
Адрес: 150003, г. Ярославль, пр-т Ленина, д. 21б
Телефон: (4852) 78-19-09
Факс: (4852) 78-19-04
Web-сайт: yar.tns-e.ru
E-mail: engsbyt@yar.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.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.