

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «РН-Няганьнефтегаз»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «РН-Няганьнефтегаз» (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 двухуровневую 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 (ИВК), включающий в себя сервер сбора и базы данных (сервер) с программным обеспечением (ПО) «ТЕЛЕСКОП+», радиосервер точного времени, 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 по проводным линиям связи через преобразователи интерфейса поступает на соответствующий модем и далее по каналам связи стандарта GSM – на сервер, где 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.

АИИС КУЭ АО «РН-Няганьнефтегаз» позволяет осуществлять импорт результатов измерений со сторонних (внешних) АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, при этом результаты измерений представлены в виде макетов xml (регламентированы Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

Один раз в сутки (или по запросу в ручном режиме) сервер автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате xml и передает их организациям в рамках согласованного регламента.

Передача информации от сервера осуществляется по локальной сети на АРМ АО «РН-Няганьнефтегаз». Передача информации от АРМ АО «РН-Няганьнефтегаз» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (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, состояния 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 сервера, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, синхронизирующий часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера с РСТВ-01-01 осуществляется непрерывно, корректировка часов сервера производится при расхождении на величину не более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера на величину более  $\pm 3$  с.

Журналы событий счетчика и сервера 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) «ТЕЛЕСКОП+» версии не ниже 4.04. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «ТЕЛЕСКОП+». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «ТЕЛЕСКОП+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Идентификационное наименование ПО	Server_MZ4.dll	PD_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1		
Цифровой идентификатор ПО	f851b28a924da7cd e6a57eb2ba15af0c	2b63c8c01bc d61c4f5b15e 097f1ada2f	cda718bc6d123b6 3a8822ab86c2751 ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5		

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электри- ческой энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	Устройство синхрониза- ции времени			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти, ( $\pm\delta$ ) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях, ( $\pm\delta$ ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110/35/6 кВ «Ем-Еговская», ОРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ Куст-14	ТВГ-УЭТМ <sup>®</sup> -35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	HP ProLiant DL380 G5	Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
2	ПС 110/35/6 кВ «Ем-Еговская», ОРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ КНС-2-2	ТВГ-УЭТМ <sup>®</sup> -35 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,5
3	ПС 110/35/6 кВ «Ем-Еговская», ОРУ-35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ КНС-2-1	ТВГ-УЭТМ <sup>®</sup> -35 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Актив- ная	0,6	1,5		
					Реак- тивная	1,1	2,5		
4	ПС 110/35/6 кВ «Ем-Еговская» ЗРУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр- ра 1Т	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 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		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110/35/6 кВ «Ем-Еговская» ЗРУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр- ра 2Т	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	HP ProLiant DL380 G5	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
6	ПС 110/35/6 кВ «Ем-Еговская» 1 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 1ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	0,4	1,4
							Реак- тивная	0,9	2,9
7	ПС 110/35/6 кВ «Ем-Еговская» 2 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 2ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	0,4	1,4
							Реак- тивная	0,9	2,9
8	ПС 110/35/6 кВ «Ендырская» ЗРУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр- ра 1Т	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 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
9	ПС 110/35/6 кВ «Ендырская» ЗРУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр- ра 2Т	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 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
10	ПС 110/35/6 кВ «Ендырская» 1 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 1ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Актив- ная	0,4	1,4		
					Реак- тивная	0,9	2,9		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
11	ПС 110/35/6 кВ «Ендырская» 2 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 2ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	HP ProLiant DL380 G5	Актив- ная	0,4	1,4		
								Реак- тивная	0,9	2,9	
12	ПС 110/35/6 кВ «КНС-27», ОРУ- 35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ КНС-30-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 8555-81 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. № 36697-12					Актив- ная	1,1	3,0
									Реак- тивная	2,3	4,7
13	ПС 110/35/6 кВ «КНС-27», ОРУ- 35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ КНС-30-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 8555-81 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. № 36697-12					Актив- ная	1,1	3,0
									Реак- тивная	2,3	4,7
14	ПС 110/35/6 кВ «Каменная», ОРУ-110 кВ, 1 сш 110 кВ, Ввод 110 кВ отпайки ВЛ-110 кВ	ТГФМ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 52261-12 Фазы: А; В; С	СРА 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15852-96 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	0,6	1,5		
							Реак- тивная	1,1	2,9		
15	ПС 110/35/6 кВ «Каменная», ОРУ-110 кВ, 2 сш 110 кВ, Ввод 110 кВ отпайки ВЛ-110 кВ	ТГФМ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 52261-12 Фазы: А; В; С	СРА 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15852-96 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	0,6	1,5		
							Реак- тивная	1,1	2,9		
16	ПС 110/35/6 кВ «КНС-5», ОРУ- 35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-23-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 8555-81 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. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0		
							Реак- тивная	2,3	4,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ПС 110/35/6 кВ «КНС-5», ОРУ- 35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-23-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 8555-81 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. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
18	ПС 110/35/6 кВ «КНС-5», ОРУ- 35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-17-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 8555-81 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. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
19	ПС 110/35/6 кВ «КНС-5», ОРУ- 35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-17-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 8555-81 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. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
20	ПС 220/110/35/6 кВ «Красноле- нинская» ЗРУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр-ра 1Т	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	HP ProLiant DL380 G5	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
21	ПС 220/110/35/6 кВ «Красноле- нинская» ЗРУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр-ра 2Т	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 6811-78 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 18178-99 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
22	ПС 220/110/35/6 кВ «Красноле- нинская» 1 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 1ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	0,4	1,4
							Реак- тивная	0,9	2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	ПС 220/110/35/6 кВ «Красноленинская» 2 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 2ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	HP ProLiant DL380 G5	Актив- ная	0,4	1,4
24	ПС 110/35/6 кВ «Скважина», ОРУ-35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ Красноленинская-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 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. № 36697-12			Реак- тивная	0,9	2,9
							Актив- ная	1,1	3,0
25	ПС 110/35/6 кВ «Скважина», ОРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ Красноленинская-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 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. № 36697-12			Реак- тивная	2,3	4,7
							Актив- ная	1,1	3,0
26	ПС 110/35/6 кВ «Скважина», ОРУ-35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-12-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 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. № 36697-12			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
27	ПС 110/35/6 кВ «Скважина», ОРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ ДНС-12-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 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. № 36697-12	Актив- ная	1,1	3,0		
					Реак- тивная	2,3	4,7		
28	ПС 110/35/6 кВ «Хугор», ОРУ-35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ Куст-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	Актив- ная	1,1	3,0		
					Реак- тивная	2,3	4,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
29	ПС 110/35/6 кВ «Хугор», ОРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ Куст-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	HP ProLiant DL380 G5	Актив- ная	1,1	3,0		
								Реак- тивная	2,3	4,7	
30	ПС 110/35/6 кВ «Хугор», ОРУ-35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ КНС-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12					Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,7	
31	ПС 110/35/6 кВ «Хугор», ОРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ КНС-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08					Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,7	
32	ПС 110/35/6 кВ «Хугор» ЗРУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр-ра 1Т	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,9		
							Реак- тивная	2,0	4,5		
33	ПС 110/35/6 кВ «Хугор» ЗРУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр-ра 2Т	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,9		
							Реак- тивная	2,0	4,5		
34	ПС 110/35/6 кВ «Хугор» 1 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 1ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	0,4	1,4		
							Реак- тивная	0,9	2,9		



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
35	ПС 110/35/6 кВ «Хугор» 2 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 2ТСН	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	HP ProLiant DL380 G5	Актив- ная	0,4	1,4		
									Реак- тивная	0,9	2,9
36	ПС 110/35/6 кВ «ЦПС-Южный», ОРУ-35 кВ, 1 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ КНС-24-1	ТВГ-УЭТМ®-35 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12					Актив- ная	0,6	1,5
									Реак- тивная	1,1	2,5
37	ПС 110/35/6 кВ «ЦПС-Южный», ОРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ, ВЛ-35 кВ КНС-24-2	ТВГ-УЭТМ®-35 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12					Актив- ная	0,6	1,5
									Реак- тивная	1,1	2,5
38	ПС 110/35/6 кВ «ЦПС-Южный» ЗРУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр- ра 1Т	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 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		
39	ПС 110/35/6 кВ «ЦПС-Южный» ЗРУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, Ввод 6 кВ тр- ра 2Т	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 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		
40	ПС 110/35/6 кВ «ЦПС-Южный» 1 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 1ТСН	ТШП-0,66 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	0,4	1,4		
							Реак- тивная	0,9	2,9		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
41	ПС 110/35/6 кВ «ЦПС-Южный» 2 сш 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ тр-ра 2ТСН	ТШП-0,66 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	HP ProLiant DL380 G5	Актив- ная	0,4	1,4
							Реак- тивная	0,9	2,9
42	ПС 110/35/6 кВ «ДНС-32», ОРУ- 110 кВ, 1 сш 110 кВ, Ввод 110 кВ отпайки ВЛ-110 кВ	ТГФМ-110 П* Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 36672-08 Фазы: А; В; С	СРВ 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	0,9	1,6
					Реак- тивная	1,5	3,0		
43	ПС 110/35/6 кВ «ДНС-32», ОРУ- 110 кВ, 2 сш 110 кВ, Ввод 110 кВ отпайки ВЛ-110 кВ	ТГФМ-110 П* Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 36672-08 Фазы: А; В; С	СРВ 123 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Актив- ная	0,9	1,6		
					Реак- тивная	1,5	3,0		

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 №№ 1-3, 6, 7, 10, 11, 14, 15, 22, 23, 34-37, 40-43 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 радиосервера точного времени на аналогичный утвержденного типа, 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
Количество ИК	43
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>для ИК №№ 1-3, 6, 7, 10, 11, 14, 15, 22, 23, 34-37, 40-43</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности cosφ</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 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 Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>для ИК №№ 1-3, 6, 7, 10, 11, 14, 15, 22, 23, 34-37, 40-43</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности cosφ</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °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 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 +35</p> <p>от +15 до +30</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 типа 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 36697-08):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для РСТВ-01-01:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</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>140000</p> <p>2</p> <p>55000</p> <p>2</p> <p>120000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для сервера:</p> <p>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>40</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 счетчика:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике и сервере;  
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:  
счетчика электрической энергии;  
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;  
испытательной коробки;  
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:  
счетчика электрической энергии;  
сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (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 встроенные	ТВГ-УЭТМ <sup>®</sup> -35	15
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	24
Трансформаторы тока	ТФЗМ35А-ХЛ1	28
Трансформаторы тока	ТГФМ-110	6
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	8
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 П*	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	18
Трансформаторы напряжения	СРА 123	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	19
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	24
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1
Сервер	HP ProLiant DL380 G5	1
Методика поверки	МП ЭПР-135-2019	1
Паспорт-формуляр	ЦПА.424340.2019АС001-НЯГ.ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-135-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «РН-Няганьнефтегаз». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 05.02.2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 257-49);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- 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 АО «РН-Няганьнефтегаз», свидетельство об аттестации № 155/RA.RU.312078/2019.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «РН-Няганьнефтегаз»**

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**

Закрытое акционерное общество «Центр промышленной автоматизации» (ЗАО «ЦПА»)

ИНН 5040099482

Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, д. 21, корп. 41, офис 28

Юридический адрес: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, д. 21, корп. 41

Телефон: (499) 286-26-10

Web-сайт: [цпа.рф](http://цпа.рф)

E-mail: [secr@pa-center.ru](mailto:secr@pa-center.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](mailto: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.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.