

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «05» марта 2021 г. №238

Регистрационный № 81017-21

Лист № 1  
Всего листов 12

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Уватнефтегаз»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Уватнефтегаз» (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 сбора и хранения данных (сервер), программный комплекс (ПК) «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), 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) №№ 1-7 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на соответствующий УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, формирование, хранение и передача полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Измерительная информация от соответствующего УСПД посредством технических средств приема-передачи данных поступает в корпоративную вычислительную сеть (КВС) (основной канал) и далее на сервер.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством технических средств приема-передачи данных поступает в КВС и далее на сервер.

На сервере осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Также сервер может принимать результаты измерений от прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, при этом результаты измерений представлены в виде xml-файлов установленного формата (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 отчёта с результатами измерений в виде xml-файлов установленного формата и передаёт их организациям в рамках согласованного регламента.

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной цифровой подписи субъекта оптового рынка электроэнергетики (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 ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется ежесекундно, корректировка часов сервера производится при статистически накопленном стабильном отклонении  
более  
32 мс.

Для ИК №№ 1, 2 синхронизация часов УСПД с часами сервера происходит 1 раз в 6 часов, независимо от величины расхождения времени. Для ИК №№ 3-7 синхронизация часов УСПД с часами сервера происходит 1 раз в 12 часов, независимо от величины расхождения времени. В случае перезагрузки УСПД также происходит синхронизация времени.

Для ИК №№ 1-7 сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется не реже раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на величину более  $\pm 1$  с. Для ИК №№ 8-10 сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера на величину более  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчиков, УСПД 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 программный комплекс (ПК) «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ». ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ». Метрологически значимая часть ПК указана в таблице 1. Уровень защиты ПК от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	AlarmCfg.dll	AlarmSrv.exe	AlarmView.ocx	AlarmWorker3.exe	aristo.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.26	2.0.0.141	1.1.1.11	1.1.1.3	1.0.0.3
Цифровой идентификатор ПО	3EE421869C74B5 ACD804FE3C947 1E689	7003F7133E7B55F6 6FC3731F725DE745	80ceb45e6905957f04 e48b14a3aff189	7f64ce2d191377ed5 bdff0f2614effe7	3c1842a7d039715a a4425d8bee980d5e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5				

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение							
Идентификационное наименование ПО	AuthCnfg.dll	AuthServ.exe	starter.exe	Controller CfgMir.exe	Account.exe	AppConf.dll	App Serv.dll	Autoupd.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.1.0.7	2.0.0.4	3.0.0.25	1.7.207.243	1.0.2.111	2.4.0.323	2.4.0.923	2.4.0.94
Цифровой идентификатор ПО	93EEA8BE DC6EA6B7 937534BB12 E0281F	7D100896FF9 0DF7AF83665 2AC903CAE1	f6eaae957 70b43492 0f5478c5 0e66db7	01240D1F81 16BDEDA7 4F2D93D51 C16BA	8DF27ED5B1 E66E4FEB6F8 AB1979E56F9	689F8D38114 091981FCFDB 956CE2A87B	8A601EA2 075C46498 3630C82E2 70BC08	E89658E7E C10FD9D4 DB9E09A78 D661C6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5							

Продолжение таблицы 1

Идентификационное наименование ПО	EnergyAdmin.exe	ImpExpXML.dll	libcurl_ex.dll	MirImpExp.exe	ReplSvc.exe	Reports2.exe	ScktSrvr.exe	Specific-Norm.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.3.123	2.4.1.11	7.20.0.0	2.4.12.21	2.4.0.122	2.15.7.13	11.1.2902.10492	1.0.0.136
Цифровой идентификатор ПО	96620CB0580C6A247EF403D11EFA0C02	1fe709742689145e442d39de989cfd6f	2BEE3F358EFB6DC64C9688939D0810AE	4469F9AF1E0371B48DF940F83DD95E67	382855E22AA5EBDDD2D6FA5C59D8CCBE	6bf09c129be9f8aa5f8cb0a579992a17	AFDE45C0F793A25FFEBAFB5895C9CD30	2E745DB88622923CA4DFAD8C5788A644
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5							

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение							
Идентификационное наименование ПО	Watch-Dog.exe	GPSCnfg.dll	GPSService.exe	MonitorGPS.exe	MirDrv.dll	ECchannel.dll	SchElectric.dll	ServerOm3.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.0.32	1.0.0.5	1.0.0.8	1.0.0.4	3.0.8.12	3.6.8.0	5.1.0.1	3.3.0.67
Цифровой идентификатор ПО	46e707e743baf8fc1ee0c69e736364b2	43D2508C5191C0F54FB1C7B99632C8E8	D19B3C17A1BD91A1DF1C7F6D1FBC6D16	E6BF0C3C2F9F41C932182FAEE12E81A6	9F70742422BFB837ABB49C72A01E058	6DCC343D3C4ACFCF1F09C1B69A925DFD	498C2AFA34455B98968867E783F2BDE0	9BFE637408F7A9CBB0F5625160C87BF2
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- триче- ской энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы допускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы допускае- мой отно- сительной погрешно- сти в рабо- чих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	КТП №3 ЗРУ-6 кВ КУУН ЛПДС «Демьянское» Ввод №1 (яч №1)	4МС Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 44089-10 Фазы: А; В; С  4МС Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 44089-10 Фазы: А; В; С	4MR12 Кл.т. 0,5 6000/√3/100√3 Рег. № 30826-05 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР КТ-51М Рег. № 38066- 10	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	HP Pro- liant DL380 G6	Актив- ная  Реак- тивная	0,9  1,6	1,6  2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	КТП №3 ЗРУ-6 кВ КУУН ЛПДС «Демьянское» Ввод №2 (яч №2)	4МС Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 44089-10 Фазы: А; В; С  4МС Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 44089-10 Фазы: А; В; С	4MR12 Кл.т. 0,5 6000/√3/100√3 Рег. № 30826-05 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10			Актив-ная  Реак-тивная	0,9  1,6	1,6  2,6
3	ПС 110 кВ Юровская, ОРУ-110 кВ, 1 сш 110 кВ, яч.2, ф.Демьянская-1	ТФЗМ-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С  НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08	МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	НР Pro- liant DL380 G6	Актив-ная  Реак-тивная	1,1  2,3	3,0  4,6
4	ПС 110 кВ Юровская, ОРУ-110 кВ, 1 сш 110 кВ, яч.11, ф.Горная-1	ТФЗМ-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С  НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08				Актив-ная  Реак-тивная	1,1  2,3	3,0  4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	ПС 110 кВ Юровская, ОРУ-110 кВ, ОБ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08				Актив- ная  Реак- тивная	1,1  2,3	3,0  4,6
6	ПС 110 кВ Юровская, ЗРУ-10 кВ, 1сш 10 кВ, яч.№11, ВЛ-10 кВ ф.Першино	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 7069-82 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	МИР УСПД- 01 Рег. № 27420- 08	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	HP Pro- liant DL380 G6	Актив- ная  Реак- тивная	1,1  2,3	3,0  4,6
7	ПС 110 кВ Юровская, ЗРУ-10 кВ, 1сш 10 кВ, яч.№15, ВЛ-10 кВ ф.Солянка	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 7069-82 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08				Актив- ная  Реак- тивная	1,1  2,3	3,0  4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	ПС 220 кВ «Пих- товая», ОРУ-220 кВ, яч.9, ВЛ-220 кВ Демьянская- Пихтовая-1	TG 245N Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	СРВ 245 Кл.т. 0,2 220000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RG- 1Т-Н Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	-	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	HP Pro- liant DL380 G6	Актив- ная	0,6	1,4
								Реак- тивная	1,1	2,4
9	ПС 220 кВ «Пих- товая», ОРУ-220 кВ, яч.10, ВЛ-220 кВ Демьянская- Пихтовая-2	TG 245N Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	СРВ 245 Кл.т. 0,2 220000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR- 1Т-Н Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	-	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	HP Pro- liant DL380 G6	Актив- ная	0,6	1,4
								Реак- тивная	1,1	2,4
10	ПС 220 кВ «Пих- товая», ОРУ-220 кВ, яч.5, ОВ 220	TG 245N Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	СРВ 245 Кл.т. 0,2 220000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR- 1Т-Н Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	-	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	HP Pro- liant DL380 G6	Актив- ная	0,6	1,4
			СРВ 245 Кл.т. 0,2 220000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С					Реак- тивная	1,1	2,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях										±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, 2, 8-10 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	10
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2, 8-10 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 №№ 1, 2, 8-10 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 счетчиков и УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °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 +35 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	  220000 2  140000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>для счетчиков типа МИР С-03:  среднее время наработки на отказ, ч, не менее 290000  среднее время восстановления работоспособности, ч 4</p> <p>для УСПД типа МИР КТ-51М:  среднее время наработки на отказ, ч, не менее 90000  среднее время восстановления работоспособности, ч 0,5</p> <p>для УСПД типа МИР УСПД-01:  среднее время наработки на отказ, ч, не менее 82500  среднее время восстановления работоспособности, ч 1</p> <p>для УСВ:  среднее время наработки на отказ, ч, не менее 55000  среднее время восстановления работоспособности, ч 1</p> <p>для сервера:  среднее время наработки на отказ, ч, не менее 70000  среднее время восстановления работоспособности, ч 1</p>	
<p>Глубина хранения информации:  для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М:  тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 113  при отключении питания, лет, не менее 10</p> <p>для счетчиков типа МИР С-03:  тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 256  при отключении питания, лет, не менее 10</p> <p>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</p> <p>для сервера:  хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 3,5</p>	

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 счетчика:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени.
- журнал УСПД:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени;  
пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- 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	4МС	12
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-IV	9
Трансформаторы тока	ТОЛ 10ХЛЗ	4
Трансформаторы тока	TG 245N	9
Трансформаторы напряжения	4MR12	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83У1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения измерительные	СРВ 245	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	7
Счетчики электрической энергии трехфазные электронные	МИР С-03	3
Контроллеры	МИР КТ-51М	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Устройства сбора и передачи данных	МИР УСПД-01	1
Радиочасы	МИР РЧ-02	1
Сервер	HP Proliant DL380 G6	1
Методика поверки	МП ЭПР-314-2020	1
Формуляр	ЭНПР.411711.050.ФО	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «РН-Уватнефтегаз», 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 «РН-Уватнефтегаз»**

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

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

