

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «Нижевартовское нефтегазодобывающее предприятие» (АИИС КУЭ ОАО «ННП») для оптового рынка электроэнергии

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «Нижевартовское нефтегазодобывающее предприятие» (АИИС КУЭ ОАО «ННП») для оптового рынка электроэнергии (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

1-ый уровень системы - информационно-измерительные комплексы (далее ИИК) включает в себя: измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S; 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746 –01, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983 -01, счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 класса точности (КТ) 0,2S/0,5 в ГРН № 27524-04, ЕА05R1L-РЗС-3 и ЕА05L-В-4 класса точности (КТ) 0,5S/1,0 в ГР № 16666-97 по ГОСТ 30206-94 при измерения активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 при измерении реактивной электроэнергии, СЭТ-4ТМ.03М класса точности (КТ) 0,2S/0,5 в ГР № 36697-12 по ГОСТ Р 52323-05 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-05 при измерении реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в указанном стандарте класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-05, указанных в таблице 2 (44 точки измерения).

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее ИВКЭ) содержит в своем составе:

- устройство ТК-16L (ГР №27781-04) для автоматизации измерений и учета энергоресурсов (далее УСПД)- 7 шт;
- каналообразующая аппаратура;

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) содержит в своем составе:

- сервер сбора и базы данных HP ProLiant ML350;
- технические средства для организации локальной вычислительной сети разграничения прав доступа к информации;
- радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (ГР№ 40586-09) - 1шт.;
- технические средства приема-передачи данных;
- программное обеспечение.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Передача данных со счетчиков на уровень ИВКЭ выполняется с использованием цифровых интерфейсов посредством линий связи EIA485. На уровне ИВКЭ осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на уровень ИВК.

Передача данных с уровня ИВКЭ на уровень ИВК выполняется по каналам связи GSM-модемов. На уровне ИВК выполняется вычисление электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов и передача сформированных отчетов на АРМ энергоснабжающей организации - участника Оптового рынка ЗАО «ЕЭСнК» через интернет-провайдера, информационное взаимодействие с другими участниками оптового рынка электроэнергии.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Измерение времени в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему.

На уровне ИВК присутствует устройство синхронизации времени (УСВ) – приемник сигналов точного времени РСТВ-01-01, от которого происходит коррекция времени сервера БД. Сервер БД каждую секунду сравнивает собственное время со временем УСВ, при превышении порога  $\pm 1$  с происходит коррекция времени сервера БД.

Часы УСПД синхронизируются от часов сервера БД каждые 30 минут, при расхождении времени более  $\pm 1$  с сервер БД производит корректировку времени в УСПД.

Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД один раз в сутки, при расхождении времени более  $\pm 2$  с УСПД производит корректировку времени в счетчиках.

Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

В АИИС КУЭ предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: система паролей в ПО, пломбирование счетчиков и информационных цепей.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется аппаратно - программный комплекс (АПК) для автоматизации учета энергоресурсов «ТЕЛЕСКОП+» (ГР № 19393-07), включающий в себя сервер сбора и базы данных (СБД), программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

Программные средства сервера СБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО ИВК «Телескоп+» версия 4.04, ПО СОЕВ.

Идентификационные данные программного обеспечения «ТЕЛЕСКОП+» версия 4.0.4 приведены в Таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Сервер сбора данных	Server_MZ4.dll	1.0.1.1	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c	MD5 checksums generated by MD5summer
Пульт диспетчера	PD_MZ4.dll	1.0.1.1	2b63c8c01bcd61c4f5b15e097f1ada2f	
АРМ Энергетика	ASCUE_MZ4.dll	1.0.1.1	cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca	

На метрологические характеристики модуля вычислений оказывают влияние пересчётные коэффициенты, которые используются для пересчёта токов и напряжений, считанных из измерительных каналов счётчика, в результирующий параметр (потребляемую мощность). Пересчёт происходит в базе данных (БД) при формировании отчетов. Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа - паролем и фиксацией изменений в журнале событий.

Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты в соответствии с МИ 3286-2010 – «С».

**Метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ**

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
1	ПС 110/35/6кВ "Ершовая", ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.1	ТФЗМ-35АУ1 ТФН-35М 200/5,КТ 0,5 № 27245 № 21154	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5, № 460	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0822125881	К16L №08052	Актив ная Реакт ивная	±1,0 ±2,6	±2,9 ±4,6
2	ПС 110/35/6кВ "Ершовая" ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.2	ТОЛ 35-П УХЛ1 75/5,КТ 0,5S № 278 № 92		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0822125771			±1,0 ±2,6	±3,0 ±4,7
3	ПС 110/35/6кВ "Ершовая", ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.3	ТФЗМ 35Б-И ТФН-35М 100/5,КТ 0,5 № 34790 № 21245		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0822126886			±1,0 ±2,6	±2,9 ±4,6
4	ПС 110/35/6кВ "Ершовая", ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.4	ТФЗМ 35А-ХЛ1 100/5,КТ 0,5 № 42491 № 42474	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0822126720	Актив ная Реакт ивная		±1,0 ±2,6	±2,9 ±4,6	
5	ПС 110/35/6кВ "Ершовая", ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.5	ТОЛ 35-П УХЛ1 75/5,КТ 0,5S № 248 № 275	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0822125792			±1,0 ±2,6	±3,0 ±4,7	
6	ПС 110/35/6кВ "Ершовая", ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.6	ТФЗМ 35А-ХЛ1 150/5,КТ 0,5 № 37865 № 37864	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0822125840			±1,0 ±2,6	±2,9 ±4,6	
7	ПС 110/35/6кВ "Ершовая", РУ-6кВ №1 КНС-1, 1С-6кВ ввод-1	ТЛШ 10 У3 3000/5,КТ 0,5 № 1149 № 1163	НТМИ-6 -66У3 6000/100 КТ 0,5 № 2390			±1,2 ±2,7	±3,4 ±5,3	
8	ПС 110/35/6кВ "Ершовая", РУ-6кВ №1 КНС-1, ТСН-1 0,4кВ	ТОП-0,66 100/5,КТ 0,5 № 3043701 № 3043509 № 3043651	- EA05L-B-4 КТ 0,5S № 01094166			Актив ная	±1,0	±3,3
9	ПС 110/35/6кВ "Ершовая", РУ-6кВ №1 КНС-1, 2С-6кВ ввод-2	ТШЛ 10 У3 3000/5,КТ 0,5 № 1142 № 1216	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 № 3791			EA05RL- P3B-3 КТ 0,5S/1 № 01019147	Актив ная Реакт ивная	±1,2 ±2,7

Продолжение таблицы 2

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
10	ПС 110/35/6кВ "Ершовая", РУ-6кВ №1 КНС-1, ТСН-2 0,4кВ	ТОП-0,66 100/5,КТ 0,5 № 103958 № 104028 № 100335	-	EA05L-B-4 КТ 0,5S № 01094164	ТК16L, №08053	Активн ая	±1,0	±3,3
11	ПС 110/35/6кВ "Сороминская", РУ-6кВ ДНС Сороминская, 1С-6кВ ввод-1	ТОЛ 10 1500/5,КТ 0,5 № 48974 № 49761	НАМИ-10 У2 6000/100 КТ0,2 № 4730	EA05RL- P3B-3 КТ 0,5S/1 № 01019174		Активн ая Реактив ная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,3
12	ПС 110/35/6кВ "Сороминская", РУ-6кВ ДНС Сороминская, ТСН-1 0,4кВ	ТОП-0,66 100/5,КТ 0,5 № 3002820 № 3002871 № 3002844	-	EA05L-B-4 КТ 0,5S № 01094167		Активн ая	±1,0	±3,3
13	ПС 110/35/6кВ "Сороминская", РУ-6кВ ДНС Сороминская, 2С-6кВ ввод-2	ТОЛ 10 1500/5,КТ 0,5 № 54056 № 49752	НТМИ-6-66 У3 6000/100 КТ 0,5 № 9701	EA05RL- P3B-3 КТ 0,5S/1 № 01019146		Активн ая Реактив ная	±1,2 ±2,7	±3,4 ±5,3
14	ПС 110/35/6кВ "Сороминская", РУ-6кВ ДНС Сороминская, ТСН-2 0,4кВ	ТОП-0,66 100/5,КТ 0,5, № 3040295 № 3039945 № 3039951	-	EA05L-B-4 КТ 0,5S № 01094193		Активн ая	±1,0	±3,3
15	ПС 110/35/6кВ "Пермяк", ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.1	ТОЛ 35-II УХЛ1 300/5,КТ 0,5S № 66 № 71	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 № 67	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0822126984	ТК16L, №08054	Активн ая Реактив ная	±1,0 ±2,6	±3,0 ±4,7
16	ПС 110/35/6кВ "Пермяк", ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.2	GIF 40,5 400/5,КТ 0,2S №30436359 №30436362		СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 22126680			±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,7
17	ПС 110/35/6кВ "Пермяк", ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.3	ТОЛ 35-II УХЛ1 300/5,КТ 0,5S № 62 № 113	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 № 60	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0822126487			±1,0 ±2,6	±3,0 ±4,7
18	ПС 110/35/6кВ "Пермяк", ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.4	GIF 40,5 400/5,КТ 0,2S № 30436360 № 30436366	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 № 60	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0822126770			±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,7
19	ПС 110/35/6кВ "Пермяк", ЗРУ-6кВ КСП- I, 1С-6кВ ввод-1	ТЛМ-10 У3 600/5,КТ 0,5 № 2839 № 7155	НТМИ-6-66 У3 6000/100 КТ 0,5 № 1784	EA05RL- P3B-3 КТ 0,5S/1 № 01019139			±1,2 ±2,7	±3,4 ±5,3

Продолжение таблицы 2

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
20 ПС 110/35/6кВ "Пермяк", ВРУ-6кВ КСП-1, ТСН-1 0,4кВ	ТОП-0,66 150/5,КТ 0,5 № 3032266 № 3032246 № 3032248	-	EA05L-B-4 КТ 0,5S № 01094188	УСПД	Активная	±1,0	±3,3	
21 ПС 110/35/6кВ "Пермяк", ВРУ-6кВ КСП-1, 2С-6кВ ввод-2	ТЛМ-10 У3 600/5,КТ 0,5 № 2816 № 2813	НТМИ-6-66 У3 6000/100 КТ 0,5 № 678	EA05RL-P3В-3 КТ 0,5S/1 № 01019143		Активная Реактивная	±1,2 ±2,7	±3,4 ±5,3	
22 ПС 110/35/6кВ "Пермяк", ВРУ-6кВ КСП-1, ТСН-2 0,4кВ	ТОП-0,66 150/5,КТ 0,5 № 3019278 № 3021109 № 3021260	-	EA05L-B-4 КТ 0,5S № 01094183		Активная	±1,0	±3,3	
23 ПС 110/35/6кВ "Хохряково", ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.1	GIF 40,5 400/5,КТ 0,2S №30436370 № 30436368	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 № 71	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0822126665	УСПД	Активная Реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,7	
24 ПС 110/35/6кВ "Хохряково", ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.2	ГОЛ 35-II УХЛ-1 300/5,КТ 0,5S № 70 № 119		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0822126737			±1,0 ±2,6	±3,0 ±4,7	
25 ПС 110/35/6кВ "Хохряково", ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.3	GIF 40,5 400/5,КТ 0,2S № 30436369 № 30436367	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 № 466	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0822126671			±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,7	
26 ПС 110/35/6кВ "Хохряково", ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.4	ГОЛ-35-II УХЛ1 300/5,КТ 0,5S № 120 № 123		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0822126935			±1,0 ±2,6	±3,0 ±4,7	
27 ПС 110/35/6кВ "Хохряково", ВРУ-6кВ №1, 1С-6кВ ввод-1	ТОЛ 10 1500/5,КТ 0,5 № 6134 № 8199	НТМИ-6-66 У3 6000/100 КТ 0,5 № 4900	EA05RL-P3В-3 КТ 0,5S/1 № 01200721			±1,2 ±2,7	±3,4 ±5,3	
28 ПС 110/35/6кВ "Хохряково", ЗРУ-6кВ №1, ТСН-1 0,4кВ	ТОП-0,66 100/5,КТ 0,5 № 3043699 № 3045434 № 3043694	-	EA05L-B-4 КТ 0,5S № 01094184			Активная	±1,0	±3,3
29 ПС 110/35/6кВ "Хохряково", ВРУ-6кВ №1, 2С-6кВ ввод-2	ТОЛ-10 1500/5,КТ 0,5 № 8305 № 1829	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 № 3994	EA05RL-P3В-3 КТ 0,5S/1 № 01019167			Активная Реактивная	±1,2 ±2,7	±3,4 ±5,3

Продолжение таблицы 2

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
30 ПС 110/35/6кВ "Хохряково", ЗРУ-6кВ №1, ТСН-2 0,4кВ	ТОП-0,66 100/5,КТ 0,5 № 27926 № 21740 № 27924	-	EA05L-B-4 КТ 0,5S № 01094179	TK16L, №08055	Актив ная	±1,0	±3,3
31 ПС 110/35/6кВ "Кошильская", ОРУ-35кВ 1С- 5кВ, ВЛ-35кВф.3	GIF 40,5 400/5,КТ 0,2S № 30436383 № 30436364	ЗНОМ-35-65 У1 5000:√3/100:√3 КТ 0,5 № 1290503 № 1470616 № 1180948	EA05RL- P3C-3 КТ 0,5S/1 № 01015108	TK16L, №08058	Актив ная Реактив ная	±1,0 ±2,0	±2,3 ±5,6
32 ПС 110/35/6кВ "Кошильская", ОРУ-35кВ 1С- 5кВ, ВЛ-35кВф.2	ТФЗМ 35А- ХЛ1 200/5,КТ 0,5 № 71413 № 71429		EA05RL- P3C-3 КТ 0,5S/1 № 01015106			±1,2 ±2,7	±3,4 ±5,3
33 ПС 110/35/6кВ "Кошильская", ОРУ-35кВ 2С- 5кВ, ВЛ-35кВф.8	ФЗМ 35А-ХЛ1 200/5,КТ 0,5 № 71920 № 71905	EA05RL- P3C-3 КТ 0,5S/1 № 01016278	±1,2 ±2,7			±3,4 ±5,3	
34 ПС 110/35/6кВ "Кошильская", ОРУ-35кВ 2С- 5кВ, ВЛ-35кВф.7	GIF 40,5 400/5,КТ 0,2S № 30436365 № 30436361	.№ 1441725 № 1441723 № 1441724	EA05RL- P3C-3 КТ 0,5S/1 № 01016282			±1,0 ±2,0	±2,3 ±5,6
35 ПС 110/35/6кВ "Ермаковская", ЗРУ-6кВ №1 ДНС-1, 1С-6кВ ввод №1	ТОЛ 10 1500/5,КТ 0,5 № 3358 № 6272	НТМИ-6-66 У3 6000/100 КТ 0,5 № 10756	EA05RL- P3B-3 КТ 0,5S/1 № 01019152			±1,2 ±2,7	±3,4 ±5,3
36 ПС 110/35/6кВ "Ермаковская", ЗРУ-6кВ №1 ДНС-1, ТСН-1 0,4кВ	ТОП-0,66 100/5,КТ 0,5 № 3038986 № 3038595 № 3039047	-	EA05L-B-4 КТ 0,5S № 01094180	TK16L, №08056	Актив ная	±1,0	±3,3
37 ПС 110/35/6кВ "Ермаковская", ЗРУ-6кВ №1 ДНС-1, 2С-6кВ ввод №2	ТОЛ 10 1500/5,КТ 0,5 № 18082 № 18464	НТМИ-6-66 У3 6000/100 КТ 0,5 № 10724	EA05RL- P3B-3 КТ 0,5S/1 № 01019189	Актив ная Реактив ная	±1,2 ±2,7	±3,4 ±5,3	
38 ПС 110/35/6кВ "Ермаковская", ЗРУ-6кВ №1 ДНС-1, ТСН-2 0,4кВ	ТОП-0,66 100/5,КТ 0,5 № 3040909 № 3040919 № 3040901	-	EA05L-B-4 КТ 0,5S № 01094172	Актив ная	±1,0	±3,3	
39 ПС 110/35/6кВ "Ермаковская", ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.1	ТОЛ-СЭЩ-35- IV УХЛ1 300/5,КТ 0,5S № 00039-11 № 00027-11 № 00026-11	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 № 596	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 809081623	Актив ная Реактив ная	±1,0 ±2,6	±3,0 ±4,7	

Продолжение таблицы 2

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
40 ПС 110/35/6кВ "Ермаковская", ОРУ-35кВ, 1С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.2	ТОЛ-СЭШ-35-IV УХЛ1 300/5,КТ 0,5S № 00040-11 № 00041-11 № 00024-11	-	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 809081540	ТК16L, №08056	Активная Реактивная	±1,0	±3,0
41 ПС 110/35/6кВ "Ермаковская", ОРУ-35кВ, 2С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.3	ТОЛ 35-II УХЛ1 300/5,КТ 0,2S № 174 № 175	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 808081698			±0,8	±1,6
42 ПС 110/35/6кВ "Ермаковская", ОРУ-35кВ, 2С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.4	ТФЗМ 35А-У1 600/5,КТ 0,5 № 35856 № 35873	КТ 0,5 № 642	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 809081596			±1,0	±2,9
43 ПС 110/35/6кВ "КС Хохряковская", ОРУ-110кВ 1С-110кВ, Ввод Т1 110кВ	TG145N 300/5,КТ 0,2S № 02499 № 02498 № 02500	СРВ 123 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 № 1HSE8712063 № 1HSE8712064 № 1HSE8712065	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 № 0108074474			±0,6	±1,5
44 ПС 110/35/6кВ "КС Хохряковская", ОРУ-110кВ 2С-110кВ, Ввод Т2 110кВ	TG145N 300/5,КТ 0,2S № 02501 № 02502 № 02503	СРВ 123 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 № 1HSE8712061 № 1HSE8712060 № 1HSE 8712062	СЭТ-4ТМ.03 КТ..0,2S/0,5 № 0104081755	±0,6	±1,5		

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия:  
параметры сети: напряжение (0,98 , 1,02)  $U_{ном}$ , ток (1 , 1,2)  $I_{ном}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$  инд.;  
температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
- Рабочие условия:  
параметры сети: напряжение (0,9 , 1,1)  $U_{ном}$ , ток (0,02 , 1,2)  $I_{ном}$ ,  $\cos \varphi$  от 0,5 инд до 0,8 емк;  
допускаемая температура окружающей среды для:  
измерительных трансформаторов от - 60 до + 50 °С, счетчиков ЕвроАльфа от -40 до + 70 °С, счетчиков СЭТ.4ТМ от -40 до + 60 °С, УСПД ТК-16L от -20 до + 60 °С, сервера от + 10 до + 30 °С.
- Основная погрешность указана при  $I=1,0 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$  инд и температуры окружающего воздуха от 15°С до 25°С.  
Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №2,4,5,7,15-18,20,23-26,31,34,39-41,43,44 при  $I=0,02 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos \varphi = 0,8$  инд, для ИК № 1,3,6,8- 14,19-22,27-30,32,33,35-38,42 при



$I=0,05 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos \varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +10 до +30 °С.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-01; трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-01; счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ-03, ЕвроАльфа по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии; СЭТ-4ТМ.03М по ГОСТ Р 52323-05 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52325-05 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – параметры надежности: среднее время наработки на отказ  $T = 90000$  ч, среднее время восстановления работоспособности – не более 2 ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – параметры надежности: среднее время наработки на отказ  $T = 140000$  ч, среднее время восстановления работоспособности – не более 2 ч;
- электросчётчик ЕвроАльфа – параметры надежности: среднее время наработки на отказ  $T = 50000$  ч, среднее время восстановления работоспособности – не более 2 ч;
- УСПД ТК-16L - параметры надежности: среднее время наработки на отказ не менее  $T = 55000$  ч, среднее время восстановления работоспособности - не более 24 ч;
- радиосервер точного времени РСТВ-01-01 – среднее время наработки на отказ не менее 55000 ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 20000 ч, среднее время восстановления работоспособности -1ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты.

Регистрация событий:

- в журнала событий счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
  - выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- защита на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
  - установка пароля на счётчик;
  - установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М, ЕвроАльфа – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;
- УСПД ТК-16L – суточные данные о потреблении электроэнергии по каждому каналу учета за сутки и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 4лет (функция автоматизирована) ; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
- сервер СБД – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – за период не менее 4 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» (АИИС КУЭ ОАО «ННП») для оптового рынка электроэнергии .

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на создание АИИС КУЭ, а также эксплуатационной документацией – паспортом-формуляром (ФО4222-2014АС002-5040099482-2014), в который входит полный перечень технических средств, из которых комплектуются измерительные каналы АИИС КУЭ.

### **Поверка**

осуществляется в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» (АИИС КУЭ ОАО «ННП») для оптового рынка электроэнергии . Методика поверки. МП4222-2014АС002-5040099482-2014, утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 04.06.2014 г. .

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-1988;
- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1;
- электросчетчики СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
- электросчетчики ЕвроАльфа в соответствии с методикой поверки «Многофункциональный счетчик электрической энергии ЕвроАльфа. Методика поверки»;
- устройство ТК-16L в соответствии с методикой поверки АВБЛ.468212.041 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2007 г.;
- радиосервер точного времени РСТВ-01-01 в соответствии с разделом 5 Руководства по эксплуатации «ПЮЯИ.468212.039РЭ», утверждённным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 г.

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

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» (АИИС КУЭ ОАО «ННП») для оптового рынка приведены в документе - «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (мощности) ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» для оптового рынка электроэнергии. ЦПА.424340.01-ННП.МИ. Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации №95/01.00181-2013/2014 ОТ 19.06.2014

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «Нижевартовское нефтегазодобывающее предприятие» (АИИС КУЭ ОАО «ННП») для оптового рынка электроэнергии**

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

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

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Нижевартовское нефтегазодобывающее предприятие». Технорабочий проект ЦПА.424340.01-ННП (Пояснительная записка. Рабочая документация).

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ЗАО «Центр промышленной автоматизации»

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

Тел. (495) 967-96-10

Почтовый адрес: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, д. 21, корп. 41, офис 28 А/Я 71

Тел. (495) 967-96-10

**Испытательный центр:**

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» - ФБУ «Самарский ЦСМ»

Аттестат аккредитации – зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30017-13

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2014 г.