

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой (далее – АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой) предназначена для измерений электроэнергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Измерительные каналы (ИК) системы состоят из следующих уровней измерительно-информационные комплексы (ИИК) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой решает следующие задачи:

- организация автоматизированного коммерческого учета электроэнергии в точках измерений ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой;
- обмен информацией с заинтересованными участниками ОРЭ по согласованному формату и регламенту;
- формирования отчетных документов.

АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 (в части измерений активной электроэнергии), класса точности 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 (в части измерений реактивной электроэнергии), установленные на объекте.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок. В состав ИВКЭ входит устройство сбора и передачи данных (УСПД), обеспечивающие интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы). УСПД предназначено для сбора, накопления, обработки, хранения и отображения первичных данных об электроэнергии и мощности со счетчиков, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на третий уровень.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя «Центр сбора и обработки данных» (далее - ЦСОД) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (номер в Государственном реестре средств измерений 38424-08) и автоматизированные рабочие места (АРМы) диспетчеров (операторов АИИС КУЭ).

В АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают актив-

ную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$) и полную мощность ($S=U \cdot I$). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q=(S^2-P^2)^{0,5}$. Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. Передача данных о результатах измерений от счетчиков в серверы производится по каналам связи по инициативе ЦСОД. Каналы связи от счетчиков до УСПД организованы подключением по интерфейсу RS-485. УСПД взаимодействует с сервером ИБК через маршрутизатор АИИС КУЭ, подключенный к основному и резервному каналам сети передачи данных ОАО "Связьтранснестфть". В качестве основного канала связи используется сеть SDH, в качестве резервного - сеть SDH. Переход на резервный канал связи осуществляется автоматически при отсутствии связи по основному каналу. Измеренные значения активной (реактивной) электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных ИБК. В ИБК выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, формирование справочных и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи интернет-провайдеров.

Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИБК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД и ИБК и имеет нормированную погрешность. Синхронизация времени АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается GPS приемником встроенным в УСПД ЭКОМ-3000. При расхождении времени в УСПД и счетчике на величину ± 1 с происходит автоматическая коррекция времени в счетчике с записью в журнале событий. ИБК синхронизируется от отдельного GPS приемника подключенного к серверу.

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой соответствуют техническим требованиям ОРЭ к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной и реактивной электрической энергии и мощности, измерений календарного времени, интервалов времени и коррекцию часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков полчасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам через оптопорт (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного инженерного пульта на базе NoteBook с последующей передачей данных на верхний уровень.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – 113,7 суток;
- УСПД - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - 200 суток;
- ИБК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет;

Для целей предотвращения физического доступа к токовым цепям и цепям напряжения счетчика и защиты метрологических характеристик системы предусмотрено выполнение следующих мероприятий: пломбирование корпусов счетчиков; испытательных коробок; клемм измерительных трансформаторов тока; установка прозрачной крышки из органического стекла на промежуточных клеммниках токовых цепей с последующим пломбированием. На программном уровне предусмотрена организация системы паролей с разграничением прав пользователей.

Программное обеспечение

Программное обеспечение ПК «Энергосфера» (далее – ПО) обеспечивает косвенные измерения и учет электрической энергии мощности при сборе данных со счетчиков, синхронизацию времени подчиненных счетчиков, имеющих встроенные часы.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электроэнергии для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов и определяются классом применяемых ТТ, ТН и электросчетчиков.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Название файлов	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
ПК «Энергосфера»	pso_metr.dll	версия 1.1.1.1	СВЕВ6F6CA69318BED 976E08A2BB7814B	MD5

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов приведен в таблице 2

Таблица 2 – Состав ИИК и СОЕВ

№ ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	ТН	ТТ	счетчик	УСПД	СОЕВ
3	РНУ в г. Новый Уренгой, КТП 2х1000 кВА 10/0,4 кВ, Ввод №1 0,4 кВ, ф.1QF	---	ТСН-10 I1/I2 = 1500/5 класс точности 0,2S ф.А № 174289, ф.В № 174288, ф.С № 174279 № ГР 26100-03	СЭТ-4ТМ.03М.08 класс точности 0,2S/0,5 Зав.№ 0808140092 № ГР 36697-12	ЭКОМ 3000 Заводской №09135148 Госреестр №17049-09	В составе УСПД
4	РНУ в г. Новый Уренгой, КТП 2х1000 кВА 10/0,4 кВ, Ввод №2 0,4 кВ, ф.2QF;	---	ТСН-10 I1/I2 = 1500/5 класс точности 0,2S ф. А № 174285 ф. В № 174286 ф. С № 174287 № ГР 26100-03	СЭТ-4ТМ.03М.08 класс точности 0,2S/0,5 Зав.№ 0808140008 № ГР 36697-12		

Примечание: Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена

оформляется актом, который хранится совместно с настоящим описанием типа, как его неотъемлемая часть.

Метрологические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Пределы допускаемых основных относительных погрешностей ИК (измерение электрической энергии), d , %.

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК в рабочих условиях эксплуатации

№ ИК	Состав ИИК	$\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
3, 4	ТТ класс точности 0,2S	1	$\pm 1,1$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$
	Счётчик класс точности 0,2S (активная энергия)	0,8	$\pm 1,4$	$\pm 0,9$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
		0,5	$\pm 2,0$	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	ТТ класс точности 0,2S	0,8	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	Счётчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$

Таблица 4 Технические характеристики.

Параметр	Значение
Параметры питающей сети переменного тока:	
Напряжение, В	220 ± 22
частота, Гц	50 ± 1
Нормальная температура окружающей среды, °C	23 ± 2
Температурный диапазон окружающей среды для:	
- счетчиков электрической энергии, °C	от +10 до +35
- трансформаторов тока и напряжения, °C	от +10 до +35
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Первичные номинальные напряжения, кВ	0,4
Первичные номинальные токи, кА	1,5
Номинальное вторичное напряжение, В	0,4
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек измерения, шт.	2
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, с	± 5
Средний срок службы системы, лет	15

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени (d_p), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d^2 + \frac{AKK_e \times 100\%}{e \times 1000 P T_{cp}} \frac{\Delta}{\Delta}}, \text{ где}$$

d_p - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

d , -пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 при измерении электроэнергии, в %;

K – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

T_{cp} - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

R - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p.корр.} = \frac{Dt}{3600T_{cp}} \times 100\%, \text{ где}$$

Dt - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

T_{cp} - величина интервала усреднения мощности (в часах).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая и эксплуатационная документация, указанная в таблице 5.

Таблица 5. Комплект поставки.

Наименование документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой
Формуляр (ВКПЕ.421457.160.500ФО)	1(один) экземпляр
Методика поверки (ВКПЕ.421457.160.500МП)	1(один) экземпляр
Руководство по эксплуатации (ВКПЕ.421457.160.500ИЭ)	1(один) экземпляр

Поверка

осуществляется по документу: ВКПЕ.421457.160.500МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии трехфазных multifunctional СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки. ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.

- средства поверки комплексов программно-технических измерительных ЭКОМ-3000 "ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБKM.421459.003 МП", утвержденной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в мае 2009 г
- Радиочасы МИР РЧ-01;
- Вольтамперфазометр «Парма ВАФ®-А(М)»;
- Мультиметр «Ресурс – ПЭ».

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой. (ВКПЕ.421457.160.500МВИ).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объекту РНУ в г. Новый Уренгой

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений осуществление торговли.

Изготовитель

ООО «Синтек»

Юридический адрес: 603105, г. Нижний Новгород, ул. Ошарская, д.77а.

Почтовый адрес: 603105, г. Нижний Новгород, ул. Ошарская, д.77а.

e-mail: info@sintek-nn.ru

web: <http://www.sintek-nn.ru>

Тел.: (831) 422-11-33, Факс: (831) 422-11-34.

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2015 г.