

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ППС «Чекмагуш»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ППС «Чекмагуш» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной 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 многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- 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 пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии; класса точности 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) СИКОН С70, каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ), входящее в состав УСПД.

3-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ HP Proliant DL360 G8, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, а также передача накопленных данных в информационные системы организаций–участников оптового рынка электроэнергии через каналы связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени УСВ-2, таймеры УСПД и счетчиков. Время УСПД синхронизировано с временем УСВ-2, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 10 мс. Сличение времени счетчиков со временем УСПД происходит 1 раз в сутки, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем УСПД более чем на 1 с, но не более 1 раза в сутки.

Задача синхронизации времени на уровне ИВК решается использованием службы единого координированного времени UTC. Синхронизация часов на сервере ИВК с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г, (Госреестр СИ №39485-08).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ППС «Чекмагуш», используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера» в состав которого входит специализированное ПО указанное в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных, передаваемых из УСПД ИВКЭ в ИВК по интерфейсу Ethernet, является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С (в соответствии с МИ 3286-2010). Метрологические характеристики (МХ) УСПД Сикон С70 учтены в метрологических характеристиках ИК системы, таблица 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения
ПК «Энергосфера» версия не ниже 7.0	Консоль администратора AdCenter.exe	версия не ниже 7.0.38.1234
	Редактор расчетных схем AdmTool.exe	версия не ниже 7.0.9.6066
	АРМ Энергосфера ControlAge.exe	версия не ниже 7.0.44.1887
	Центр экспорта/импорта expimp.exe	версия не ниже 7.0.34.3057
	Сервер опроса PSO.exe	версия не ниже 7.0.15.2778
	Модуль ручного ввода HandInput.exe	версия не ниже 7.0.14.386

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ППС «Чекмагуш»

Наименования объектов и номера точек измерений		Состав измерительных каналов				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС «Калмаш», ф. 55-07	ТВК-10 300/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛ.06-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	Сикон С70 HP Proliant DL360 G8	Активная	±1,0	±3,1
						Реактивная	±2,6	±5,4
2	ПС «Калмаш» ф. 55-12, опора № 9А,ПКУ	ТЛО-10 200/5 Кл. т. 0,5S	ЗНОЛ-ЭК-10 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Активная	±1,0	±2,7
						Реактивная	±2,6	±4,4
3	ППС «Чекмагуш», КРУН-6 кВ яч. № 2, «Ввод»	ТЛК-10 200/5 Кл. т. 0,5S	НАМИТ-10-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Активная	±1,0	±2,7
						Реактивная	±2,6	±4,2
4	ППС «Чекмагуш», КРУН-6 кВ яч. № 1, «ТСН»	Т-0,66 50/5 Кл. т. 0,5S	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная	±0,8	±1,9
						Реактивная	±2,2	±2,5

Примечания:

- 1) Характеристики погрешности измерительных каналов (ИК) даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
- 2) В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- 3) Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) $U_{НОМ}$; ток (1,0 - 1,2) $I_{НОМ}$, $\cos\phi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
- 4) Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{НОМ}$; (0,05 - 1,2)· $I_{НОМ}$ для ИК № 1, (0,02 - 1,2)· $I_{НОМ}$ для остальных ИК; $\cos\phi$ от 0,5 инд до 0,8 емк ;

- допуская температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 °С, для счетчиков от минус 40 до + 60 °С; для сервера от + 15 до + 35 °С;
- 5) Погрешность в рабочих условиях указана для тока $0,05 \cdot I_{ном}$ для ИК № 1; $0,02 \cdot I_{ном}$ для остальных ИК; $\cos\varphi = 0,8$ инд, температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 от минус 35 до плюс 40 °С, для ИК № 2 от минус 5 до плюс 40 °С, для ИК № 3-4 от плюс 5 до плюс 35 °С;
- 6) Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Уралтранснефтепродукт» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 7) В составе измерительных каналов, перечисленных в таблице 2, применяются измерительные компоненты утвержденных типов.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с/сут.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – параметры надежности: среднее время наработки на отказ $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности t_v – не более 168 ч;
- УСПД Сикон С70 параметры надежности: среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 264599 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

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 организацию с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - 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;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика,
 - УСПД,
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;
- УСПД Сикон С70 – суточные данные о потреблении электроэнергии по каждому каналу учета за сутки – не менее 4 лет; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
- Сервер БД – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ППС «Чекмагуш».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ППС «Чекмагуш» приведена в документе «Формуляр. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ППС «Чекмагуш». Г.0.0000.13026-УТНП/ГПТ-00.000.ПФ».

В комплект поставки входит техническая и эксплуатационная документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ППС «Чекмагуш». Измерительные каналы. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу Г.0.0000.13026-УТНП/ГПТ-00.000.МП «Система автоматизированная информационно–измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ППС «Чекмагуш». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в августе 2013 года.

Средства поверки – по методикам поверки на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по МИ 2925-2005, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
- УСПД Сикон С70 – по методике поверки «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ППС «Чекмагуш».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ППС «Чекмагуш»:

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52323-2005	Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
ГОСТ Р 52425-2005	Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
ГОСТ Р 8.596-2002	«ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «СпецЭнергоСервис»
450081, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Баязита Бикбая, д. 19/1, к. 371
Телефон/Факс (347) 262 74 67

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46
Тел.: 8 (495) 437 55 77
Факс: 8 (495) 437 56 66
Электронная почта: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации № 30004-13 от 26.07.20013 года.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«_____» _____ 2013 г.