

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Орскнефтеоргсинтез»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Орскнефтеоргсинтез» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и средней электрической мощности, потребляемой и передаваемой ОАО «Орскнефтеоргсинтез», в целях коммерческого учета электрической энергии и мощности.

Описание средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Орскнефтеоргсинтез» (далее – «АИИС КУЭ» или «система») содержит 17 измерительных каналов (ИК).

Принцип построения системы – распределенная функция измерений и централизованное управление процессами сбора, обработки, представления и передачи измерительной информации – реализован на трех уровнях:

– 1-й уровень – 17 измерительно-информационных комплексов (ИИК) точки измерений (ТИ)- совокупность технических средств измерения активной и реактивной энергии и мощности в данном присоединении электрической цепи. Каждый ИИК ТИ содержит:

- первичные измерительные преобразователи - измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746 и напряжения по ГОСТ 1983, а также их вторичные цепи;

- счетчик электрической энергии - средство измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности.

Измерение электроэнергии счетчиком основано на интегрировании по времени электрической мощности в контролируемом присоединении.

Значение электроэнергии за установленный промежуток времени определяют считыванием информации со счетчика, которое производится автоматически. Счетчики также снабжены дисплеем для визуального контроля измерительной информации.

Измерение средней мощности основано на измерении электроэнергии за установленный интервал времени (как правило, 30 минут) и последующего расчета значения мощности, как отношения результата измерения электроэнергии к длительности временного интервала.

При измерениях получаемая счетчиками измерительная информация передается на вышестоящий уровень системы для автоматизированного накопления, обработки, хранения, представления в нужных формах и передачи полученных данных на другие уровни.

– 2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) – построен на основе ПТК «ЭКОМ», включает в себя каналообразующую аппаратуру и устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000.

– 3-й – информационный уровень – измерительно-информационный комплекс (ИВК) – сервер базы данных (БД) с установленной многопользовательской версией программного обеспечения (ПО). К серверу подключено четыре автоматизированных рабочих места (АРМ) пользователя и администратора системы.

Система также включает в себя СОЕВ - систему обеспечения единого времени, которая выполняет функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики, обеспечивает выполнение автоматической синхронизации времени на всех уровнях АИИС КУЭ.

В СОЕВ входят все средства измерений времени (часы счетчиков, УСПД, ИВК) и устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе GPS-приемника в составе УСПД. От УССВ синхронизируются внутренние часы сервера и часы счетчиков.

Основные функции системы:

- автоматическое измерение, обработка, накопление, хранение и отображение электросчетчиками на местах их установки информации о 30- минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии по отдельным каналам учета;
- автоматический сбор результатов измерения с электросчетчиков и хранение этой информации в УСПД;
- автоматический сбор (периодический и (или) по запросу) измерительной информации с УСПД и хранение ее в стандартной базе данных сервера АИИС в течение не менее 3,5 лет;
- обеспечение ежесуточного резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- вычисление усредненных на 30- минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- автоматическая обработка измерительной информации сервером АИИС в соответствии с заданным перечнем расчетных групп;
- автоматическое формирование информации о состоянии средств измерений (журналов событий электросчетчиков, УСПД и сервера АИИС);
- автоматический сбор информации о состоянии средств измерений и хранение ее в архивах УСПД и сервера АИИС;
- автоматическое измерение времени (электросчетчики, УСПД, сервер) и интервалов времени (электросчетчики);
- поддержание единого системного времени (автоматическое измерение времени и синхронизация) во всех компонентах системы, выполняющих функции измерения времени и интервалов времени (электросчетчиках, УСПД, сервере);
- отображение и представление информации, накопленной в базе данных сервера на автоматизированных рабочих местах (АРМ) в виде требуемых экранных форм и печатных документов;
- подготовка данных о результатах измерений и информации о состоянии средств измерений в XML- формате для их передачи по электронной почте внешним организациям, указанным ниже;
- автоматическое и/или автоматизированное предоставление результатов измерений и информации о состоянии средств измерений внешним организациям - ОАО «АТС», смежные субъекты ОРЭМ, филиал ОАО «СО ЕЭС» (РДУ), сетевые организации;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне в объеме;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС.

Конструктивно система включает в себя ряд обособленных узлов, соединяемых каналами связи. Измерительные трансформаторы тока и напряжения 110 кВ – открытой установки, размещены на ОРУ. Измерительные трансформаторы тока и напряжения 0,4, 6 и 10 кВ, УСПД, ИВК и коммутационное оборудование установлены в шкафах, расположенных в закрытых помещениях.

Надежность системных решений обеспечена на каждом уровне.

Механическая устойчивость к внешним воздействиям обеспечивается защитой кабельной системы путем использования кабельных коробов, гофро- и металлорукавов, стяжек, пломбируемых клеммных коробок для монтажа вторичных цепей. Технические средства системы размещают в шкафах со степенью защиты не ниже IP51. Предусмотрена механическая защита от несанкционированного доступа, включая ограничение доступа в помещения, а также пломбирование технических средств системы.

Радиоэлектронная защита интерфейсов обеспечивается путем применения экранированных кабелей. Экранирующие оболочки заземляют в точке заземления шкафов.

Защита информации от разрушений при авариях и сбоях в электропитании системы обеспечивается применением в составе системы устройств, оснащенных энергонезависимой памятью, а также источников бесперебойного питания (в ИИК, ИВКЭ и ИВК). Предусмотрен самостоятельный запуск ИВК, УСПД после возобновления электропитания.

Защита информации от несанкционированного доступа на программном уровне обеспечивается ограничением доступа к информации только по паролям, с заранее определенных рабочих мест. Электрические события (параметрирование, коррекция времени, включение и отключение питания и пр.) регистрируются в журналах событий счетчиков, УСПД и ИВК.

Перечень измерительных каналов системы с указанием измерительных компонентов представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов системы

№ ИК	№ ТИ	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6	7
1	1.8	ЦРП-1, КЛ-10 кВ «Крекинг-1»	ТПОФ (3 шт.) Коэф. тр. 750/5 КТ 0,5	НОМ-10 (2 шт.) Коэф.тр. 10000/√3/100/√3 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5	УСПД ЭКОМ-3000
2	1.9	ЦРП-1, КЛ-10 кВ «Крекинг-2»	ТПОЛ-10 (2 шт.) Коэф. тр. 600/5 КТ 0,5	НОМ-10 (2 шт.) Коэф.тр. 10000/√3/100/√3 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5	
3	1.10	ЦРП-2, КЛ-10 кВ «Крекинг-3»	ТПОФ (3 шт.) Коэф. тр. 750/5 КТ 0,5	НОМ-10 (3 шт.) Коэф.тр. 10000/√3/100/√3 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5	
4	1.11	ЦРП-3, КЛ-10 кВ «Крекинг-5»	ТПОЛ-10 (3 шт.) Коэф. тр. 1500/5 КТ 0,5	НАМИТ-10-2 Коэф.тр. 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5	
5	1.12	ЦРП-3, КЛ-10 кВ «Крекинг-6»	ТПОЛ-10 (3 шт.) Коэф. тр. 1500/5 КТ 0,5	НАМИТ-10-2 Коэф.тр. 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5	
6	1.13	ЦРП-3, КЛ-10 кВ «Крекинг-7»	ТВЛМ-10 (2 шт.) Коэф. тр. 600/5 КТ 0,5	НТМИ-10 Коэф.тр. 10000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5	

Окончание таблицы 1

№ ИК	№ ТИ	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6	7
7	1.14	ЦРП-3, КЛ-10 кВ «Крекинг-8»	ТВЛМ–10 (2 шт.) Коэф. тр. 600/5 КТ 0,5	ЗНОЛП-10 (3 шт.) Коэф.тр. 10000/√3/100/√3 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5	
8	2.1	ПС НПЗ 110/10/6 кВ, ввод 110 кВ Т-1	TG145N (3 шт.) Коэф. тр. 300/5 КТ 0,5S	СРВ 123 (3 шт.) Коэф.тр. 110000/√3/100/√3 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5	
9	2.2	ПС НПЗ 110/10/6 кВ, ввод 110 кВ Т-2	TG145N (3 шт.) Коэф. тр. 300/5 КТ 0,5S	СРВ 123 (3 шт.) Коэф.тр. 110000/√3/100/√3 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5	
10	2.3	ТП-16 10/6 кВ, КЛ-10 кВ ф. 2	ТПК–10 (3 шт.) Коэф. тр. 30/5 КТ 0,5	НАМИТ-10-1 Коэф.тр. 10000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5	
11	2.4	ПС НПЗ 110/10/6 кВ, КВЛ- 6 кВ ф. 3	ТПЛ-10М (2 шт.) Коэф. тр. 40/5 КТ 0,5	НОМ-6 (3 шт.) Коэф.тр. 6000/√3/100/√3 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5	
12	2.5	КВЛ-6 кВ ф.5 с ТП- 10 на ТП-37, ТП-58 с отпайкой на ЛМВ-1	ТПЛ-10М (3 шт.) Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НАМИТ-10-1 Коэф.тр. 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5	
13	2.6	ТП-50, КЛ-0,4 кВ ввод 1 «Парокотельная»	Т–0,66У3 (3 шт.) Коэф. тр. 400/5 КТ 0,5	Прямое включение	СЭТ-4ТМ.02М.10 КТ 0,2S/0,5	
14	2.7	ТП-50, КЛ-0,4 кВ ввод 2 «Парокотельная»	Т–0,66У3 (3 шт.) Коэф. тр. 400/5 КТ 0,5	Прямое включение	СЭТ-4ТМ.02М.10 КТ 0,2S/0,5	
15	2.8	ГПП ЮУМЗ 110/10 кВ, КП-2, КЛ-10 кВ ф. 30 «Водозабор-1»	ТПК–10 (3 шт.) Коэф. тр. 300/5 КТ 0,5	НАМИТ-10-1 Коэф.тр. 10000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5	
16	2.9	ГПП Мехзавода 110/10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 3 «Водозабор-2»	ТПЛ–10с (3 шт.) Коэф. тр. 400/5 КТ 0,5	НАМИТ-10-1 Коэф.тр. 10000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5	
17	2.10	ЦРП-3, КЛ-6 кВ ф. 17	ТВЛМ–10 (2 шт.) Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	Из состава канала 5	СЭТ-4ТМ.02М.02 КТ 0,2S/0,5	

Примечание - допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Орскнефтеоргсинтез» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Программное обеспечение

В системе используется информационно-вычислительный комплекс для учета электрической энергии «Энергосфера». Номер версии программного обеспечения 6.4. Программное обеспечение (ПО) предназначено для сбора, хранения и автоматизированной передачи результатов измерений каждого счетчика электрической энергии на верхние уровни системы.

ПО внесено в Госреестр СИ в составе Программно-технического комплекса «ЭКОМ» № 19542-05.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010 – "С".

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния на метрологические характеристики, указанные ниже в таблице 3, нет.

Идентификационные данные метрологически значимого программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления контрольной суммы
PSO.exe (сервер опроса)	6.4.57.1683	a121f27f261ff8798132d82dcf761310	-	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики	
1	2	
Количество измерительных каналов	17	
Пределы допускаемого абсолютного отклонения показаний часов компонентов системы от шкалы времени UTC(SU), с	±5	
Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала при номинальном токе нагрузки (активная электрическая энергия и средняя мощность), %:	cos φ = 1	cos φ = 0,7
- каналы 1 - 12, 15 - 17	±1,1	±1,9
- каналы 13, 14	±0,9	±1,6

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение характеристики	
1	2	
Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала при номинальном токе нагрузки (реактивная электрическая энергия и средняя мощность), %:	$\sin \varphi = 1$	$\sin \varphi = 0,7$
- каналы 1 - 12, 15 - 17	$\pm 1,3$	$\pm 2,1$
- каналы 13, 14	$\pm 1,1$	$\pm 1,9$
Номинальное напряжение на вводах системы (линейное), В	110000 10000 6000 380	каналы 8, 9; каналы 1 - 7, 10, 15, 16; каналы 11, 12, 17; каналы 13, 14.
Номинальные значения первичного тока на вводах системы, А	1500 750 600 400 300 150 100 40 30	каналы 4, 5; каналы 1, 3; каналы 2, 6, 7; каналы 13, 14, 16; каналы 8, 9, 15; канал 17; канал 12; канал 11; канал 10.
Показатели надежности:		
- среднее время восстановления, час	8	
- коэффициент готовности, не менее	0,86	
Условия эксплуатации:		
- электропитание компонентов системы	Стандартная сеть 220 В 50 Гц переменного тока по ГОСТ 21128-83 с параметрами по ГОСТ 13109-97.	
- температура окружающего воздуха, °С: УСПД и сервер БД; измерительные трансформаторы 10 кВ и ниже, счетчики; измерительные трансформаторы на ОРУ.	от 15 до 25 от 0 до 40 от минус 40 до 40	
- относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80	
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106	

Знак утверждения типа

наносят печатным способом на титульные листы эксплуатационной документации системы.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в проектной документации. В комплект поставки входят техническая документация на систему и ее компоненты, методика поверки. Сведения об измерительных компонентах и их номера по Государственному реестру СИ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Измерительные компоненты системы

Наименование	Обозначение	КТ	Кол.	Примечание
1	2	3	4	5
Трансформатор напряжения	СРВ 123	0,5	6	№ ГР СИ 15853-96
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	0,5	2	№ ГР СИ 16687-02
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-1	0,5	4	№ ГР СИ 16687-02
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	0,5	1	№ ГР СИ 831-53
Трансформатор напряжения	НОМ-10	0,5	7	№ ГР СИ 363-49
Трансформатор напряжения	НОМ-6	0,5	3	№ ГР СИ 159-49
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10	0,5	3	№ ГР СИ 23544-07
Трансформатор тока	TG145N	0,5S	6	№ ГР СИ 30489-09
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	0,5	8	№ ГР СИ 1261-02
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	0,5	6	№ ГР СИ 1856-63
Трансформатор тока	ТПОФ	0,5	6	№ ГР СИ 518-50
Трансформатор тока	ТПК-10	0,5	6	№ ГР СИ 22944-07
Трансформатор тока	ТПЛ-10М	0,5	5	№ ГР СИ 22192-03
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	0,5	3	№ ГР СИ 29390-05
Трансформатор тока	T-0,66У3	0,5	6	№ ГР СИ 6891-85
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.02	0,2S/0,5	15	№ ГР СИ 36697-08
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.10	0,2S/0,5	2	№ ГР СИ 36697-08
ИВК	ПТК «ЭКОМ»		1	№ ГР СИ 19542-05

Поверка

осуществляется по документу МП 07-262-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Орскнефтеоргсинтез». Методика поверки», утвержденному ФГУП «УНИИМ» в 2014 г.

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

Эталонный трансформатор тока (0,5 – 3000) А, КТ 0,05 (ИГТ 3000.5, № ГР СИ 19457-00);
 Прибор сравнения с абс. погрешностью не более 0,002 % и 0,2' (КНТ-03, № ГР СИ 24719-03);
 Эталонный трансформатор напряжения (5 – 15) кВ, КТ 0,1 (НЛЛ-15, № ГР СИ 5811-00);
 Эталонный трансформатор напряжения 110 кВ, КТ 0,1(NVOS, № ГР СИ 32397-12);
 Эталонный счетчик КТ 0,1 (ZERA TPZ 308, ЦЭ6802, № ГР СИ 13548-05);
 Инженерный пульт (ноутбук) с оптическим устройством сопряжения со счетчиком и программой для считывания информации;
 Источник сигналов точного времени: интернет-ресурс www.ntp1.vniiftri.ru.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Орскнефтеоргсинтез». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «Орскнефтеоргсинтез» (АИИС КУЭ ОАО «Орскнефтеоргсинтез»)

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ОАО «Орскнефтеоргсинтез»
462407, г. Орск-7 Оренбургской обл., ул. Гончарова, 1а
Тел. (3537) 34-24-51, факс (3537) 34-33-34
E-mail: mail@ornpz.ru
<http://www.ornpz.ru/>

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений
ФГУП «Уральский научно-исследовательский институт метрологии»
(ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ»)
620000, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4
тел. (343) 350-26-18, факс (343) 350-20-39
E-mail: uniim@uniim.ru
<http://www.uniim.ru/>

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30005-11 от 03.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

_____ Ф В. Булыгин

М.п.

«_____» _____ 2014 г.