

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС "Рябина (ЗРУ 20 кВ)" ОАО "ЕЭСК" (АИИС КУЭ ПС "Рябина (ЗРУ 20 кВ)" ОАО "ЕЭСК")

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС "Рябина (ЗРУ 20 кВ)" ОАО "ЕЭСК" (АИИС КУЭ ПС "Рябина (ЗРУ 20 кВ)" ОАО "ЕЭСК") предназначена для измерений количества активной и реактивной электрической энергии и средней электрической мощности, преобразуемой и распределяемой в сети электропередач ОАО "ЕЭСК", в целях коммерческого учета электрической энергии.

Описание средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС "Рябина (ЗРУ 20 кВ)" ОАО "ЕЭСК" (далее "АИИС КУЭ" или "система") содержит 16 измерительных каналов (ИК), каждый из которых включает в себя измерительно-информационный комплекс точки измерения - совокупность технических средств измерения количества активной и реактивной энергии и мощности

Каждый измерительно-информационный комплекс точки измерения содержит:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения - первичные измерительные преобразователи тока и напряжения, соответственно;
- счетчик электрической энергии - в качестве средства измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности;
- вторичные измерительные цепи.

Измерение электроэнергии основано на интегрировании по времени мощности электроэнергии в контролируемом присоединении. Интегрирование осуществляется при помощи счетчика электроэнергии с трансформаторным включением.

Значение электроэнергии за заданный промежуток времени определяют считыванием информации со счетчика.

Измерение средней мощности основано на измерении электроэнергии за заданный интервал времени и последующего расчета значения мощности, как отношения результата измерения электроэнергии к заданному временному интервалу.

При измерениях получаемая счетчиками измерительная информация передается в устройство сбора и передачи данных – УСПД для автоматизированного накопления, обработки, хранения, представления в нужных формах и передачи полученных данных на вышестоящие уровни.

Система представляет собой трехуровневую систему с распределенной функцией измерения и централизованным управлением процессами сбора, обработки и представления измерительной информации:

- 1-й уровень - уровень измерений - измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ) электроэнергии;
- 2-й уровень - консолидация информации по данной электроустановке либо группе электроустановок - информационно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ);
- 3-й уровень - информационный уровень - измерительно-вычислительный комплекс - ИВК.

Система также включает в себя систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая обеспечивает ведение единого календарного времени на всех уровнях АИИС КУЭ.

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики, обеспечивает выполнение автоматической синхронизации календарного времени на всех уровнях АИИС КУЭ

В СОЕВ входят GPS-приемники и все средства измерений времени (часы счетчиков, ИВКЭ, ИВК)

Основные функции системы:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии и интегрированной реактивной мощности;
- автоматический сбор (периодический 1 раз/сутки и/или по запросу) измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета и привязкой к единому астрономическому времени;
- хранение информации об измеренных величинах в базе данных сервера АИИС КУЭ;
- отправку результатов измерений состояния объектов и средств измерений на вышестоящие уровни;
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, состояниям объектов и средств измерений;
- защиту технических и программных средств и информационного обеспечения (данных) от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;
- диагностирование и мониторинг сбора статистики ошибок функционирования технических средств;
- регистрацию и мониторинг событий (событий счетчиков, регламентных действий персонала, нарушений в системе информационной защиты и др.);
- ведение единого времени.

Конструктивно система включает в себя ряд обособленных узлов, соединяемых каналами связи. Измерительные трансформаторы тока и напряжения – открытой установки, размещены на объектах учета. ИВК, коммутационное оборудование и преобразователи интерфейсов установлены в шкафах, расположенных в специальном помещении.

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 кросс-коробов для монтажа кабельных соединений. 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 и ИВК). Предусмотрен самостоятельный запуск ИВК 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 и ИВК.

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

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов системы

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	Т-3-1-110кВ	ВСТ (3 шт.) 1000/5 КТ 0,2S	СРВ 123 (3 шт.) 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2	A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000
2	Т-4-2-110кВ	ВСТ (3 шт.) 1000/5 КТ 0,2S	СРВ 123 (3 шт.) 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2	A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5	
3	Т-3-1-20кВ, яч.1	ТРУ6 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,2S	ТJP (3 шт.) 20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2	A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000
4	Т-4-1-20кВ, яч.30	ТРУ6 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,2S	ТJP (3 шт.) 20000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,2	A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5	
5	LR1M, ДГР-1, яч.5	ТРУ6 (3 шт.) 300/5 КТ 0,2S	из состава канала 3	СЭТ-4TM.03M КТ 0,2S/0,5	
6	W9M, Резерв , яч.9	ТРУ6 (3 шт.) 300/5 КТ 0,2S	из состава канала 3	СЭТ-4TM.03M КТ 0,2S/0,5	
7	W11M, ф.8060-1, яч.11	ТРУ6 (3 шт.) 300/5 КТ 0,2S	из состава канала 3	СЭТ-4TM.03M КТ 0,2S/0,5	
8	W13M, Резерв, яч.13	ТРУ6 (3 шт.) 300/5 КТ 0,2S	из состава канала 3	СЭТ-4TM.03M КТ 0,2S/0,5	
9	W15M, Резерв, яч.15	ТРУ6 (3 шт.) 300/5 КТ 0,2S	из состава канала 3	СЭТ-4TM.03M КТ 0,2S/0,5	
10	W17M, ф.6515-1, яч.17	ТРУ6 (3 шт.) 300/5 КТ 0,2S	из состава канала 3	СЭТ-4TM.03M КТ 0,2S/0,5	
11	W14M, 6515-2, яч.14	ТРУ6 (3 шт.) 300/5 КТ 0,2S	из состава канала 4	СЭТ-4TM.03M КТ 0,2S/0,5	
12	W16M, Резерв, яч.16	ТРУ6 (3 шт.) 300/5 КТ 0,2S	из состава канала 4	СЭТ-4TM.03M КТ 0,2S/0,5	
13	W18M, Резерв, яч.18	ТРУ6 (3 шт.) 300/5 КТ 0,2S	из состава канала 4	СЭТ-4TM.03M КТ 0,2S/0,5	
14	W20M, ф.8060-2, яч.20	ТРУ6 (3 шт.) 300/5 КТ 0,2S	из состава канала 4	СЭТ-4TM.03M КТ 0,2S/0,5	

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
15	W22М, Резерв, яч.22	ТРУ6 (3 шт.) 300/5 КТ 0,2S	из состава канала 4	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	
16	LR2М, ДГР-2, яч.26	ТРУ6 (3 шт.) 300/5 КТ 0,2S	из состава канала 4	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	

Программное обеспечение

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм md5)	PSO.exe - 5ae7d7b9162da5e94c154f3acdc8248b

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

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 высокий.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики	
1	2	
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 1-16	±0,6	±0,9
Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала при номинальном токе нагрузки (реактивная электрическая энергия и средняя мощность), %:	sin φ = 1	sin φ = 0,7

Наименование характеристики	Значение характеристики	
1	2	
- каналы 1-16	±0,8	±1,3
Номинальное напряжение на вводах системы (линейное), В	110000 20000	каналы 1, 2; каналы 3-16
Номинальные значения первичного тока на вводах системы, А	1500 1000 300	каналы 3, 4; каналы 1, 2, каналы 5-16
Показатели надежности:		
- среднее время восстановления, час	8	
- коэффициент готовности, не менее	0,95	
Условия эксплуатации:		
- электропитание компонентов системы	Стандартная сеть 220 В 50 Гц переменного тока по ГОСТ 21128-83 с параметрами по ГОСТ 32144-2013.	
- температура окружающего воздуха, °С: счетчики, УСПД измерительные трансформаторы	от минус 40 до 60 от минус 45 до 50	
- относительная влажность воздуха, %	от 0 до 90	
- атмосферное давление, кПа	от 70 до 106	

Знак утверждения типа

наносят печатным способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему.

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 СИ	Обозначение типа СИ	КТ	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5
Трансформатор напряжения	СРВ-123	0,2	6	№ ГР СИ 15853-06
Трансформатор напряжения	TJP	0,2	6	№ ГР СИ 51401-12
Трансформатор тока встроенный	ВСТ	0,2S	6	№ ГР СИ 17869-10
Трансформатор тока	ТПУ6	0,2S	42	№ ГР СИ 36415-07
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802 RALX-P4GB-DW-4	0,2S/0,5	4	№ ГР СИ 31857-11
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.	0,2S/0,5	12	№ ГР СИ 36697-12
УСПД	ЭКОМ-3000		2	№ ГР СИ 17049-04

Поверка

осуществляется по документу МП 15-262-2015 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС "Рябина (ЗРУ 20 кВ)" ОАО "ЕЭСК" (АИИС КУЭ ПС "Рябина (ЗРУ 20 кВ)" ОАО "ЕЭСК"). Методика поверки", утвержденному ФГУП "УНИИМ" в июне 2015 г.

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

Трансформатор тока эталонный (0,5 – 3000) А, КТ 0,05 (ИТТ 3000.5, № ГР СИ 19457-00);
Прибор сравнения с абс. погрешностью не более 0,002 % и 0,2' (КНТ-03, № ГР СИ 24719-03);
Трансформатор напряжения эталонный (18 – 36) кВ, КТ 0,1 (НЛЛ-35, № ГР СИ 5811-00);
Трансформатор напряжения эталонный (110) кВ, КТ 0,1 (NVOS, № ГР СИ 32397-12);
Счетчик эталонный КТ 0,1 (ZERA TPZ 308, ЦЭ6802, № ГР СИ 13548-05);
Источник сигналов точного времени: интернет-ресурс www.ntpl.vniiftri.ru .

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС «Рябина (ЗРУ 20 кВ) ОАО "Екатеринбургская электросетевая компания". АИИС КУЭ ПС "Рябина (ЗРУ 20 кВ) ОАО "ЕЭСК". Руководство по эксплуатации» 14-083 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС "Рябина (ЗРУ 20 кВ)" ОАО "ЕЭСК"

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "Уралэнерготел" (ООО "Уралэнерготел")
ИНН 6670171718
620041, г. Екатеринбург, пер. Асбестовский, 3, оф. 1.
Тел. (343) 228-18-60, E-mail: uetel@uetel.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений
ФГУП «Уральский научно-исследовательский институт метрологии»
(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://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

С.С.Голубев

М.п. «_____» _____ 2015 г.