

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС "Дальняя" ОАО "ЕЭСК"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС "Дальняя" ОАО "ЕЭСК" (далее "АИИС КУЭ" или "система") предназначена для измерений количества активной и реактивной электрической энергии и средней электрической мощности, преобразуемой и распределяемой в сети электропередач ОАО "ЕЭСК" за установленные интервалы времени, в целях коммерческого учета электрической энергии.

Описание средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС "Дальняя" ОАО "ЕЭСК" (далее "АИИС КУЭ" или "система") включает в себя 65 измерительных каналов (ИК), каждый из которых включает в себя измерительно-информационный комплекс точки учета - совокупность технических средств измерения количества активной и реактивной энергии и мощности

Каждый измерительно-информационный комплекс точки учета 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 учета (ИИК ТУ) электроэнергии;
- 2-й уровень - консолидация информации по данной электроустановке либо группе электроустановок - информационно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВ-КЭ);
- 3-й уровень - информационный уровень - измерительно-информационный 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-коробок 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
3	ПС Дальняя (10кВ) Резерв 2с 10кВ яч. 21	ТОЛ-СЭЩ-10-23 (2 шт.) 100/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	ЭКОМ-3000
4	ПС Дальняя (10кВ) Резерв 2с 10кВ яч. 23	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 150/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
5	ПС Дальняя (10кВ) РП 455-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 600/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
6	ПС Дальняя (10кВ) РП 462-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
7	ПС Дальняя(6кВ) РП 418	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 57	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0	
8	ПС Дальняя(6кВ) РП 424-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 57	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0	
9	ПС Дальняя(6кВ) РП 473-1	ТОЛ-СЭЩ-10-23 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 57	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0	
10	ПС Дальняя(6кВ) ТП 4669-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 57	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
11	ПС Дальняя(6кВ) РП 468	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 57	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
12	ПС Дальняя(6кВ) РП 460-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 600/5 КТ 0,5S	из состава канала 57	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
13	ПС Дальняя(6кВ) РП 863-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 57	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
14	ПС Дальняя(6кВ) РП 427-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 600/5 КТ 0,5S	из состава канала 57	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0	
15	ПС Дальняя(6кВ) РП 434-1	ТОЛ-СЭЩ-10-23 (2 шт.) 100/5 КТ 0,5S	из состава канала 57	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
16	ПС Дальняя(6кВ) ДГК 1С 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 57	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
17	ПС Дальняя(6кВ) РП 830-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 57	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
18	ПС Дальняя(6кВ) Резерв 1с 6кВ яч. 17	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 57	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
19	ПС Дальняя(6кВ) Резерв 1с 6кВ яч. 19	ТОЛ-СЭЩ-10-23 (2 шт.) 100/5 КТ 0,5S	из состава канала 57	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
20	ПС Дальняя(6кВ) РП 414	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 300/5 КТ 0,5S	из состава канала 58	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0	
21	ПС Дальняя(6кВ) РП 424-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 58	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0	
22	ПС Дальняя(6кВ) РП 451	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 600/5 КТ 0,5S	из состава канала 58	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0	
23	ПС Дальняя(6кВ) РП 427-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 600/5 КТ 0,5S	из состава канала 58	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
24	ПС Дальняя(6кВ) РП 473-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 58	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
25	ПС Дальняя(6кВ) РП 460-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 600/5 КТ 0,5S	из состава канала 58	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
26	ПС Дальняя(6кВ) ТП 4669-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 58	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
27	ПС Дальняя(6кВ) РП 434-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 58	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
28	ПС Дальняя(6кВ) Резерв 2с 6кВ яч. 27	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 58	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
29	ПС Дальняя(6кВ) РП 863-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 58	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
30	ПС Дальняя(6кВ) ДГК 2С 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 300/5 КТ 0,5S	из состава канала 58	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
31	ПС Дальняя(6кВ) РП 830-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 58	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
32	ПС Дальняя (10кВ) ТП 4300	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,2S/0,5	
33	ПС Дальняя (10кВ) РП 464-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
34	ПС Дальняя (10кВ) РП 455-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 600/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
35	ПС Дальняя (10кВ) Резерв 1с 10кВ яч. 12	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 300/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
36	ПС Дальняя (10кВ) РП 459-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
37	ПС Дальняя (10кВ) РП 462-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
38	ПС Дальняя (10кВ) ТСН 1	ТОЛ-СЭЩ-10-23 (2 шт.) 100/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
39	ПС Дальняя (10кВ) Резерв 1с 10кВ яч. 2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
40	ПС Дальняя (10кВ) Резерв 1с 10кВ яч. 1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 300/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
41	ПС Дальняя (10кВ) РП 813-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
42	ПС Дальняя (10кВ) РП 452-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0	
43	ПС Дальняя (10кВ) РП 494-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
44	ПС Дальняя (10кВ) РП 499-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
45	ПС Дальняя (10кВ) РП 7001-1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
46	ПС Дальняя (10кВ) ДГК 1С 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 100/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
47	ПС Дальняя (10кВ) Резерв 1с 10кВ яч. 19	ТОЛ-СЭЩ-10-23 (2 шт.) 100/5 КТ 0,5S	из состава канала 55	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
48	ПС Дальняя (10кВ) Резерв 1с 10кВ яч. 42	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 300/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
49	ПС Дальняя (10кВ) РП 7001-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
50	ПС Дальняя (10кВ) ТП 4299	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
51	ПС Дальняя (10кВ) РП 494-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
52	ПС Дальняя (10кВ) РП 459-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
53	ПС Дальняя (10кВ) РП 464-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
54	ПС Дальняя (10кВ) ТСН2	ТОЛ-СЭЩ-10-23 (2 шт.) 100/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
55	ПС Дальняя Ввод 10 Т2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 10000/100 КТ 0,5	Альфа А1805Ralx КТ 0,5S/1	

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
56	ПС Дальняя Ввод 10 Т1	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (3 шт.) 1500/5 КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 10000/100 КТ 0,5	Альфа А1805Ralx КТ 0,5S/1	
57	ПС Дальняя Ввод 6 Т1	ТЛШ-10-1 У3 (3 шт.) 2000/5 КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 6000/100 КТ 0,5	Альфа А1805Ralx КТ 0,5S/1	
58	ПС Дальняя Ввод 6 Т2	ТЛШ-10-1 У3 (3 шт.) 2000/5 КТ 0,5S	НАМИТ-10-2УХЛ2 6000/100 КТ 0,5	Альфа А1805Ralx КТ 0,5S/1	
59	ПС Дальняя (10кВ) ТП 4177	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0	
60	ПС Дальняя (10кВ) РП 813-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
61	ПС Дальняя (10кВ) РП 452-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
62	ПС Дальняя (10кВ) РП 499-2	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 400/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
63	ПС Дальняя (10кВ) ДГК 2С 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 100/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
64	ПС Дальняя (10кВ) Резерв 2с 10кВ яч. 39	ТОЛ-СЭЩ-10-21 (2 шт.) 300/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
65	ПС Дальняя (10кВ) Резерв 2с 10кВ яч. 41	ТОЛ-СЭЩ-10 (2 шт.) 200/5 КТ 0,5S	из состава канала 56	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0	
304	ПС Дальняя Ввод 110 Т1	ТВГ-110-0,2 (3 шт.) 300/5 КТ 0,2	СРВ-123 (3 шт.) 110000/√3/100/√3 КТ 0,5	Альфа А1802Ralx КТ 0,2S/05	
305	ПС Дальняя Ввод 110 Т2	ТВГ-110-0,2 (3 шт.) 300/5 КТ 0,2	СРВ-123 (3 шт.) 110000/√3/100/√3 КТ 0,5	Альфа А1805Ralx КТ 0,5S/1	

Примечание - Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «ЕЭСК» 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 6.5. Программное обеспечение (ПО) предназначено для сбора, хранения и автоматизированной передачи результатов измерений каждого счетчика электрической энергии на верхние уровни системы.

ПО внесено в Госреестр 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 нет.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики	
1	2	
Пределы допускаемой абсолютной разности показаний часов компонентов системы, 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 304, 305	±1,0	±1,5
- каналы 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65	±1,2	±2,0
Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала при номинальном токе нагрузки (реактивная электрическая энергия и средняя мощность), %:	sin φ = 1	sin φ = 0,7
- каналы 304, 305	±1,5	±2,3
- каналы 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65	±1,7	±2,6
Номинальное напряжение на вводах системы (линейное), В	110000 10000 6000	каналы 304, 305; каналы 3-6, 32-56, 59-65; каналы 7-31, 57, 58;
Номинальные значения первичного тока на вводах системы, А	2000 1500 600 400 300 200 150 100	каналы 57, 58; канал 56, 55; каналы 5, 12, 14, 22, 23, 25, 34,; каналы 8, 9, 13, 16, 17, 24, 26, 27, 29, 31, 39, 41-45, 49, 51, 60-62; каналы 20, 30, 35, 40, 48, 64, 304, 305; каналы 6, 7, 10, 11, 18, 21, 28, 32, 33, 36, 37, 50, 52, 53, 59, 65; канал 4; канал 3, 15, 19, 38, 46, 47, 54, 63;

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 13109-97.
- 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 3.

Таблица 3 – Измерительные компоненты системы

Наименование	Обозначение	КТ	Кол.	Примечание
1	2	3	4	5
Трансформатор напряжения	СРВ-123	0,5	6	№ ГР СИ 47844-11
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2УХЛ2	0,5	4	№ ГР СИ 16687-07
Трансформатор тока	ТВГ-110-0,2	0,2	6	№ ГР СИ 22440-07
Трансформатор тока	ТЛШ-10	0,5S	6	№ ГР СИ 11077-07
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	0,5S	124	№ ГР СИ 32139-11
Счетчик электронный	A1805 RALX-P4GB-DW-4	0,5S/1	5	№ ГР СИ 31857-06
Счетчик электронный	A1802 RALX-P4GB-DW-4	0,2S/0,5	1	№ ГР СИ 31857-06
Счетчик электронный	СЭТ-4ТМ.02.2	0,2S/0,5	1	№ ГР СИ 20175-01
Счетчик электронный	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S/1	8	№ ГР СИ 27524-04
Счетчик электронный	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1	50	№ ГР СИ 36697-12
УСПД	ЭКОМ-3000		1	№ ГР СИ 17049-04

Поверка

осуществляется по документу МП 86 -262-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС "Дальняя" ОАО "ЕЭСК" (АИИС КУЭ ПС «Дальняя» ОАО «ЕЭСК»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «УНИИМ» 10.10.2013 г.

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

Эталонный трансформатор тока (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);
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);
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 электрической ПС "Дальняя" ОАО "ЕЭСК". Руководство по эксплуатации» 12-092 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС "Дальняя" ОАО "ЕЭСК" (АИИС КУЭ ПС "Дальняя" 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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций

Изготовитель

Открытое акционерное общество "Уралэнерготел" (ООО "Уралэнерготел")
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

Ф.В. Булыгин

М.п.

«_____» _____ 2014 г.