

УТВЕРЖДАЮ

Директор Восточно-Сибирского
филиала ФГУП «ВНИИФТРИ»




И.Н. Лазовик

03 2015 г.

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
ООО «Иркутская Энергосбытовая компания»
в части сальдо-перетоков электроэнергии**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 001-2015

н.р. 60842-15

Разработчики:

Нач. отдела №17 метрологического обеспечения
систем энергетики ВСФ ФГУП «ВНИИФТРИ»


О.И. Гудков

Н.с. отдела №17 метрологического обеспечения
систем энергетики ВСФ ФГУП «ВНИИФТРИ»


Л.О. Гудкова

Иркутск 2015

СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
1 Основные положения	3
2 Операции и средства поверки	4
3 Требования к квалификации поверителей	5
4 Требования безопасности	5
5 Условия поверки	5
6 Подготовка к поверке	5
7 Порядок проведения поверки	5
7.1 Внешний осмотр АИИС КУЭ	5
7.2 Проверка функционирования составных компонентов АИИС КУЭ	6
7.2.1 Проверка функционирования счетчиков	6
7.2.2 Проверка правильности соединения разъемов цифровых интерфейсов счетчиков с кабелями связи	6
7.2.3 Проверка связи со счетчиками	6
7.2.4 Проверка даты и времени счетчика	6
7.2.5 Проверка защиты от несанкционированного доступа к счетчику через оптический порт	7
7.2.6 Проверка функционирования вспомогательных технических компонентов системы	7
7.2.7 Проверка правильности функционирования УСПД	7
7.2.8 Проверка функционирования ИВК	7
7.2.9 Проверка защиты программного обеспечения от несанкционированного доступа	7
7.2.10 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	8
7.2.11 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	8
7.2.12 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков	8
7.3 Опробование АИИС КУЭ в целом	8
7.3.1 Подготовка к опробованию АИИС КУЭ в целом	8
7.3.2 Сбор данных со всех счетчиков или УСПД входящих в состав комплекса	8
7.4 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9
7.4.1 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена при наличии нагрузки на присоединении	9
7.5 Оценка основных метрологических характеристик АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии	9
7.5.1 Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95	9
7.5.2 Проверка функций измерения времени	11
7.5.2.1 Корректировка внутренних часов компонентов системы	11
7.5.2.3 Проверка работы системы коррекции часов компонентов АИИС КУЭ	11
7.6 Проверка соответствия программного обеспечения АИИС КУЭ зафиксированному при проведении испытаний в целях утверждения типа АИИС КУЭ и проверка обеспечения защиты ПО в процессе эксплуатации АИИС КУЭ	12
8 Оформление результатов поверки	13
Приложение А. Основные СИ АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии	14
Приложение Б. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии при доверительной вероятности 0,95	26

1 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), потребленной и переданной за установленные интервалы времени присоединениями на подстанциях сальдо-перетоков ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» (расположенных на границе балансовой принадлежности), а также автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передачу в заинтересованные организации результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны серверов организаций-участников оптового рынка электроэнергии к измерительно-вычислительному комплексу (далее – ИВК), устройству сбора и передачи данных (далее – УСПД);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка аппаратных ключей, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (СОЕВ) в АИИС КУЭ (синхронизация внутренних часов компонентов системы).

АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии и измерительные каналы (ИК) формируются из следующих средств измерений (далее – измерительных компонентов) утвержденных типов:

- трансформаторов тока (ТТ) по ГОСТ 7746;
- трансформаторов напряжения (ТН) по ГОСТ 1983;
- трехфазных многофункциональных счетчиков электрической энергии серии АЛЬФА А1800 с цифровым интерфейсом RS-485 по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии;
- устройства сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-327: RTU-327LV;
- измерительно-вычислительного комплекса (ИВК) на базе компьютера типа IBM PC (сервер БД) в качестве коммуникационной и архивной станции.

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии, приведены в Приложении А.

Нормальные, допускаемые и фактические условия измерений АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии приведены в технорабочей документации на систему.

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности 0,95 при измерении электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии приведены в Приложении Б.

Принцип действия АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии: аналоговые сигналы переменного тока с выводов измерительных трансформаторов поступают на входы счетчиков электроэнергии. Счетчики преобразуют мгновенные значения входных сигналов в цифровой код. Микропроцессором счетчика вычисляются активная и реактивная мощность, а также активная и реактивная электроэнергия за 30-минутные интервалы времени. Счетчики снабжены отсчетными устройствами и цифровыми выходами. Информация сохраняется в энергонезависимой памяти. По запросу измерительная информация с заданной периодичностью поступает в цифровом виде по проводным линиям связи на входы УСПД, где выполняется предварительная обработка поступившей информации. С выходов УСПД по каналам связи информация поступает на ИВК.

Используемое программное обеспечение позволяет производить сбор данных с УСПД (и/или счетчиков), а также выполняет обработку, хранение полученных данных на жёстком диске сервера БД ИВК, отображает данные в наглядной форме (таблицы, графики), ведет оперативный контроль средней (30-минутной) электроэнергии (мощности) и выводит полученную информацию на печать.

Первичную поверку проводят после установки и монтажа необходимого оборудования на объекте.

Установку отдельных технических компонентов, снимавшихся для ремонта и/или поверки в течение межповерочного интервала, проводят без дополнительной поверки АИИС КУЭ, если метрологические характеристики и условия применения этих компонентов не изменились.

Интервал между поверками АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии – 4 года.

2 ОПЕРАЦИИ И СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции, указанные в таблице 1, и должны использоваться средства поверки, указанные в таблице 2.

Таблица 1 - Операции поверки

№ п/п	Наименование операций поверки	№ пункта Методики
1	Внешний осмотр, проверка технической документации	п. 7.1
2	Проверка функционирования составных компонентов	п. 7.2
3	Опробование АИИС КУЭ в целом	п. 7.3
4	Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	п. 7.4
5	Оценка основных метрологических характеристик АИИС КУЭ	п. 7.5
6	Подтверждение идентификации программного обеспечения утвержденному типу АИИС КУЭ и зафиксированной при проведении испытаний. Проверка обеспечения защиты ПО в процессе эксплуатации	п. 7.6
7	Оформление результатов поверки	п. 8

Таблица 2 - Средства поверки

Наименование средства поверки	Метрологические характеристики	Назначение
Радиочасы МИР РЧ-01	Пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса к шкале координированного времени UTC: ± 1 мкс	Определение хода часов компонентов системы
Тайм-серверы imvr ФГУП «ВНИИФТРИ»	Пределы допускаемой погрешности синхронизации системного времени относительно ШВ UTS(SU): ± 10 мкс	Определение хода часов компонентов системы
Термометр лабораторный	от минус 50 до +100 °С, ц.д. 0,1 °С	Определение внешних влияющих факторов

Наименование средства поверки	Метрологические характеристики	Назначение
Гигрометр ВИТ-1	Отн. влажность воздуха (30÷100) % , отн. погрешность ±3 %, температура (20±5) °С	Определение внешних влияющих факторов
Барометр-анероид БАММ	Атм. давление (630÷800) мм. рт. ст., отн. погрешность ±5 %	Определение внешних влияющих факторов
Вольтметр переменного тока	0-300 В; КТ 0,5	Определение напряжения питающей сети
Переносной компьютер с программным пакетом АС_L	-	Для считывания данных с УСПД, счетчиков и для связи с тайм-сервером
Адаптер к оптическому порту	-	Для считывания информации со счетчиков

Допускается проведение поверки с применением других основных и вспомогательных средств поверки, обеспечивающих определение и контроль метрологических характеристик с требуемой точностью.

3 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

Поверку АИИС КУЭ должен выполнять персонал, аттестованный в соответствии с ПР 50.2.012-94 «Порядок аттестации поверителей средств измерений», прошедший инструктаж по технике безопасности на рабочем месте и имеющий группу по технике безопасности не ниже III, освоивший работу с комплексом и используемыми средствами.

4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 22261-94, действующими «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» (РД-153-34.0-03.150-00), а также требованиями безопасности, установленными в эксплуатационной документации на технические и измерительные компоненты, входящие в состав АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков, и на средства поверки.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки при рабочих условиях эксплуатации должны соблюдаться следующие условия, если это не оговорено особо в руководствах по эксплуатации на компоненты АИИС:

- температура окружающего воздуха (20±5) °С;
- относительная влажность не более 80 %;
- атмосферное давление 84-107 кПа (630-795 мм рт.ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока 220 В ±5 %;
- частота питающей сети (50±1) Гц.

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- ознакомиться с эксплуатационной документацией на компоненты ИК АИИС КУЭ и на АИИС в целом, а также с Методикой (методами) измерений, распространяющуюся на систему;
- провести технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности проводимых работ в соответствии с положениями ГОСТ 12.2.007.0-75 и ГОСТ 12.2.007.3-75;
- средства поверки и вспомогательные технические средства установить в рабочих условиях применения в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

7 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

7.1 Внешний осмотр АИИС КУЭ

При выполнении внешнего осмотра АИИС КУЭ проверяется:

- соответствие номенклатуры и типов технических и программных компонентов указанным в документации на АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания»;
- наличие действующих свидетельств (записей в паспортах) о проверке измерительных трансформаторов тока, напряжения, счетчиков электроэнергии, УССВ-2 и УСПД;
- наличие действующих пломб в оговоренных местах, соответствие заводских номеров на шильдиках технических компонентов АИИС КУЭ номерам, указанным в документации на систему;
- наличие и качество заземления корпусов компонентов системы и металлических шкафов, в которых они расположены;
- внешний вид каждого компонента АИИС КУЭ с целью выявления возможных механических повреждений, загрязнения и следов коррозии;
 - наличие напряжения питания на счетчиках (должен работать жидкокристаллический индикатор счетчика);
 - наличие напряжения питания и отсутствие ошибки на УСПД и УССВ-2;
 - наличие напряжения питания на модемах (должны светиться светодиоды на лицевой панели модема);
 - наличие напряжения питания на преобразователях интерфейсов (должен светиться светодиод сигнализирующий о наличии питания);
 - функционирование ИВК (должна функционировать операционная система необходимая для работы программы сбора данных Windows 2000).

7.2 Проверка функционирования составных компонентов АИИС КУЭ

Перед опробованием всей АИИС КУЭ в целом необходимо выполнить проверку функционирования основных компонентов АИИС КУЭ.

7.2.1 Проверка функционирования счетчиков

Для проведения функционирования счетчиков необходимо убедиться в наличии напряжения питания на счетчики. Проверить правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения – схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Счетчики считать работоспособными, если работают все сегменты индикаторов, отсутствуют коды ошибок или предупреждений, прокрутка параметров осуществляется в заданной последовательности, время внутренних часов соответствует календарному, работает оптический порт счетчика серии АЛЬФА А1800.

При проведении проверки функционирования счетчиков руководствуются требованиями эксплуатационной документации на счетчики.

7.2.2 Проверка правильности соединения разъемов цифровых интерфейсов счетчиков с кабелями связи

До проведения опробования АИИС КУЭ должна быть проверена правильность соединений разъемов цифровых интерфейсов счетчиков с магистральными кабелями ведущими к преобразователям интерфейсов. Правильность соединений проверяется по приведенным в документации на счетчики и преобразователи интерфейсов схемам соединений разъемов цифровых интерфейсов.

7.2.3 Проверка связи со счетчиками

Проверка возможности обеспечения подключения по одному или нескольким цифровым интерфейсам компонентов АИИС, в том числе для автономного считывания, удалённого доступа и параметрирования:

проверка счетчиков серии АЛЬФА А1800 осуществляется следующим образом. К оптопорту счетчика, в соответствии с руководством по эксплуатации (ДИЯМ.411152.001 РЭ) подключается ноутбук. С помощью ноутбука с установленным ПО АС_L проверяются функции автономного считывания информации, удаленного доступа и параметрирования счетчиков (см. описание работы программы).

7.2.4 Проверка даты и времени счетчика

До начала опробования АИИС необходимо проверить соответствие даты и времени счетчика календарной дате и времени. Проверка может осуществляться визуально или с помощью переносного компьютера и программного обеспечения АС_L.

С индикатора счетчика визуально снимают показания даты, времени и сравнивают с

календарным (на индикаторах всех счетчиков должны присутствовать показания текущей даты и времени).

С помощью ПО АС_L, переносного компьютера и оптопорта со счетчика снимаются показания текущей даты и времени счетчиков. Производится сравнение текущей даты и времени счетчика с календарным.

Расхождений показаний времени счетчика с календарным должно быть не более ± 5 с.

7.2.5 Проверка защиты от несанкционированного доступа к счетчику через оптический порт

Проверка защиты от несанкционированного доступа к счетчику через оптический порт проводится с помощью переносного компьютера с ПО АС_L и оптопорта. Осуществляется попытка связи со счетчиком с заведомо неправильным паролем. Испытание считается успешным, если связи со счетчиком установить не удастся.

7.2.6 Проверка функционирования вспомогательных технических компонентов системы

При проведении проверки функционирования вспомогательных технических компонентов АИИС руководствуются требованиями эксплуатационной документации на них.

Проверка функционирования модемов, модулей интерфейсов, контроллеров приема-передачи данных, мультиплексоров должна производиться в составе всей системы.

При проверке всех вспомогательных технических компонентов необходимо убедиться в наличии питания в соответствии с технической документацией. Подача питания фиксируется соответствующими элементами сигнализации (светодиодами и лампочками).

С помощью ИВК и ПО «АльфаЦЕНТР» осуществляется связь с удаленным объектом (объектами). После установления успешного соединения между модемами или по выделенным линиям связи производится опрос УСПД.

Вспомогательные технические средства считаются исправно функционирующими в составе системы, если по установленному соединению успешно прошел опрос УСПД.

7.2.7 Проверка правильности функционирования УСПД

При опробовании УСПД и линии связи проверяют следующее:

- наличие сигнализации питания "24В" на пульте управления и индикации УСПД;
- отсутствие ошибок при автоматическом тестировании;
- правильность индикации текущего времени и даты;
- индикацию эквивалентов показаний микропроцессорных счетчиков.

Проверка отсутствия ошибок в работе УСПД, времени и даты УСПД может производиться от ИВК.

Проверку установленных в УСПД коэффициентов и заводских номеров счетчиков электрической энергии, хранящихся в памяти УСПД, производят следующим образом:

- с ИВК осуществляют проверку параметров настройки в УСПД (согласно руководству оператора программного обеспечения);
- распечатывают полученные данные;
- проверяют соответствие заводских номеров счётчиков и коэффициентов $K_{сч}$, $K_{тр}$ фактически установленным.

7.2.8 Проверка функционирования ИВК

Для проведения проверки функционирования ИВК необходимо:

- подать напряжение питания на все вспомогательные компоненты комплекса (адаптеры интерфейсов, модемы и центральный компьютер),
- проследить за правильностью прохождения загрузки операционной среды необходимой для работы программы опроса счетчиков, УСПД;
- запустить на выполнение программное обеспечение «АльфаЦЕНТР»;
- осуществить опрос УСПД с помощью программного обеспечения «АльфаЦЕНТР».

ИВК считается исправно функционирующим, если загрузка операционной среды прошла успешно, программа «АльфаЦЕНТР» запущена и в базе данных программы сохранены собранные данные.

7.2.9 Проверка защиты программного обеспечения от несанкционированного доступа

На ИВК запустить на выполнение программу сбора данных и в поле «пароль» ввести неправильный код. Испытание считать успешным, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжить работу.

7.2.10 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения

При проверке мощности ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более $\pm 10\%$ от $U_{НОМ}$.

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 1983.

Измерение мощности нагрузки на вторичные цепи ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания:

1 Допускается измерения мощности нагрузки на вторичных цепях ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов–протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт–протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН;

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

7.2.11 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока

Измеряют мощность нагрузки на вторичные цепи ТТ, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания:

1 Допускается измерения мощности нагрузки на вторичных цепях ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов–протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт–протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ;

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

7.2.12 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков

Измеряют падение напряжения $U_{л}$ в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Падение напряжения не должно превышать $0,25\%$ от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

Примечания:

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов–протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт–протокол подтверждает выполнение указанного выше требования;

2 Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

7.3 Опробование АИИС КУЭ в целом

7.3.1 Подготовка к опробованию АИИС КУЭ в целом

Опробование системы в целом проводится на ИВК с помощью программного обеспечения «АльфаЦЕНТР». Для проведения опробования системы в программном обеспечении ИВК должна быть задана конфигурация испытываемой системы. Сбор данных со всех счетчиков, УСПД, входящих в состав системы, осуществляется с помощью программного обеспечения, установленного на сервере БД ИВК ОАО «Иркутскэнерго».

Опробование системы считается успешным, если по завершению опроса всех счетчиков, УСПД в отчетах, представленных в программе, присутствуют показания по учету электроэнергии с указанием текущей даты и времени.

7.3.2 Сбор данных со всех счетчиков или УСПД, входящих в состав комплекса

Сбор данных со всех счетчиков или УСПД, входящих в состав комплекса с помощью стационарного компьютера расположенного на ИВК:

- Подать питание на ИВК;
- Запустить на выполнение программу сбора данных;

- Проверить конфигурацию, заданную в программе опроса счетчиков или УСПД;
- Выполнить опрос всех счетчиков или УСПД, входящих в состав комплекса;

Опробование АИИС КУЭ считать успешным, если по завершению опроса всех счетчиков или УСПД, в отчетах присутствуют показания по энергопотреблению с указанием текущей даты и времени.

7.4 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), в УСПД системы, в ИВК АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания».

Определение ошибок информационного обмена может проводиться в статическом режиме, т. е. когда показания счетчика в ходе проверки остаются неизменными и в динамическом режиме, когда показания счетчика изменяются. Статический режим предусматривает отсчет показаний счетчика при отсутствии нагрузки. Для АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии допускается определение ошибок информационного обмена по следующему методу:

7.4.1 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена при наличии нагрузки на присоединении

- Снять показания предыдущих коммерческих данных (показания по энергии и мощности за предыдущий период учета) с помощью переносного компьютера и программного обеспечения АС_L через оптический порт;

- С помощью ПО «АльфаЦЕНТР», расположенного на ИВК, провести опрос всех счетчиков и получить распечатку результатов опроса по предыдущим коммерческим данным (показаниям по энергии и мощности);

- Сравнить показания по предыдущим коммерческим данным, зафиксированным на индикаторе каждого счетчика или зафиксированными в памяти переносного компьютера, и показаниями, хранящимися в ИВК.

Если разность показаний индикатора счетчика или переносного компьютера и ИВК не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно.

7.5 Оценка основных метрологических характеристик АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии

К основным метрологическим характеристикам системы относятся:

- пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности 0,95 при измерении электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ;
- ход системных часов за одни сутки.

7.5.1 Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности 0,95 при измерении электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ вычисляются как композиция пределов допускаемых значений составляющих для рабочих условий применения системы по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_J^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{CO}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{C_j}^2 + \delta_{VC}^2 + \delta_{TR}^2}, \quad (1)$$

- где δ_J - токовая погрешность ТТ, %;
- δ_U - погрешность напряжения ТН, %;
- δ_θ - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;
- δ_L - погрешность из-за потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;
- δ_{CO} - основная относительная погрешность счетчика, %;
- δ_{C_j} - дополнительная погрешность счетчика от j -й влияющей величины, %;
- l - число влияющих величин;

$\delta_{УС}$ - погрешность, вносимая УСПД;

δ_{TR} - погрешность синхронизации времени СОЕВ при проведении измерений количества электроэнергии.

Все указанные в формуле (1) составляющие погрешности измерительного канала представляют собой пределы допускаемых значений $\pm\delta$ (с соответствующим индексом), числовые значения которых получают из технической документации на СИ. При этом:

1) погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика δ_θ вычисляют по формуле:

$$\text{- для активной электроэнергии: } \delta_{\theta_p} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_j^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (2)$$

$$\text{- для реактивной энергии: } \delta_{\theta_Q} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_j^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi}, \quad (3)$$

где θ_j - угловая погрешность ТТ по ГОСТ 7746-2001, мин;

θ_U - угловая погрешность ТН по ГОСТ 1983-2001, мин;

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности по активной электроэнергии контролируемого присоединения, усредненный за 30 мин;

$\sin \varphi$ - коэффициент мощности по реактивной электроэнергии контролируемого присоединения, усредненный за 30 мин.

2) дополнительные погрешности счетчика вычисляют по формулам вида:

$$\delta_{C_j} = K_j \cdot \Delta \xi_j, \quad (4)$$

где K_j - коэффициент влияния j -й величины (из паспортных данных счетчика);

$\Delta \xi_j$ - отклонение j -й величины от ее нормального значения;

Основные составляющие дополнительной погрешности счетчиков серии АЛЬФА А1800 (КТ 0,2S (А); 0,5S(А) и 0,5(R); 1(R))

$\delta_{сН}$ - из-за магнитной индукции внешнего происхождения до 0,5 мТл, %;

$\delta_{сU}$ - из-за изменения напряжения в пределах $\pm 10\%$, %;

$\delta_{сT}$ - из-за изменения температуры T , %;

$\delta_{сf}$ - из-за изменения частоты в пределах $\pm 2\%$, %.

3) относительную погрешность УСПД вычисляют по формуле

$$\delta_{УС} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_T^2 + \delta_{TR}^2 + \delta_{АЛГ}^2}, \quad (5)$$

где δ_T - среднесуточная погрешность измерений текущего календарного времени;

δ_{TR} - погрешность рассинхронизации при измерениях текущего календарного времени, %;

$\delta_{АЛГ}$ - погрешность расчетов по алгоритмам АИИС, %.

Погрешность, вносимая в измерение энергии УСПД $\delta_{УС}$, обусловлена погрешностью вычислений и представления результатов в цифровом виде, которая составляет ± 1 ЕМР (единицы младшего разряда) и обычно не превышает в относительной форме $\pm 0,01\%$. По этой причине при расчете полной погрешности измерений ею пренебрегают.

Погрешность измерения длительности 30-минутных интервалов времени в счетчике и в УСПД δ_T обусловлена ходом собственных часов, который не превышает ± 5 с/сут, т.е. $\delta_T \leq \pm 0,005\%$. На общую погрешность измерения энергии данная погрешность существенно не влияет. А так как погрешность измерения средней энергии $\delta_{\overline{W_p}}$ на 30-минутном интервале времени складывается из погрешности измерения мощности δ_p и погрешности измерения времени δ_T , то практически $\delta_{\overline{W_p}} = \delta_p$; $\delta_{\overline{W_Q}} = \delta_Q$.

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности 0,95 при измерении мощности в рабочих условиях применения АИИС КУЭ δ_p в виду цифрового характера передачи данных и согласно паспорта счетчика принимаем равной δ_W .

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности 0,95 при измерении электроэнергии и мощности в рабочих условиях применения АИИС КУЭ определяются композицией пределов допускаемых значений погрешностей трансформаторов тока, напряжения и счетчиков электроэнергии в реальных условиях эксплуатации и практически не зависят от способов передачи измерительной информации в цифровой форме и способов организации информационных каналов. (Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерения электроэнергии в АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет $\pm 2 \text{ ЕМР}$ измеренного (учтенного) значения (0,002 кВт·ч и определяется ценой младшего разряда, которая может быть индцирована на мониторах ИВК)).

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности 0,95 при измерении электроэнергии и мощности в рабочих условиях применения АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии, приведены в Приложении Б.

Если в результате поверки АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии установлено, что:

- рабочие условия применения соответствуют регламентированным в Методике (методе) измерений,

- средства измерений, входящие в систему, имеют действующие свидетельства о поверке,
- ошибки информационного обмена и дополнительные погрешности, вызванные обработкой измерительной информации пренебрежимо малы (менее 0,02%),

то пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности 0,95 при измерении электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ не превосходят значений, нормированных в эксплуатационной документации, Методике (методах) измерений и приведены в Приложении Б.

7.5.2 Проверка функций измерения времени

В штатном режиме работы АИИС КУЭ часы сервера, УСПД и счетчиков периодически корректируются ГЛОНАСС/GPS-приемником, т.е. синхронизируются по времени и погрешности внутренних часов системы не влияют на метрологические характеристики. При отказе канала связи с приемником погрешность измерения времени определяется внутренними часами сервера, УСПД и счетчиков.

7.5.2.1 Проверка работы системы коррекции часов компонентов АИИС КУЭ

Выключив систему коррекции, изменяют время часов счетчиков на 5-10 с, устанавливают произвольное время на УСПД, включают систему коррекции. Через 1 час проверяют расхождение времени всех указанных устройств.

Результаты испытаний считаются положительными, если разность показаний текущего времени всех компонентов системы составляет не более ± 5 с.

7.5.2.2 Определение хода системных часов за сутки

7.5.2.2.1 Для определения хода системных часов АИИС КУЭ используют переносной инженерный пульт (ноутбук) с ПО AC_Laptop, подключенный к Интернету, и тайм-серверы NTP, входящие в состав эталона времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (ntp1.imvr.ru или ntp2, или ntp3). (При отсутствии доступа в Интернет используют радиочасы МИР РЧ-01).

7.5.2.2.2 Выполнить синхронизацию часов переносного инженерного пульта (ноутбука) с эталонным временем при помощи тайм-сервера через Интернет, используя ПО AC_Laptop (вкладка «Свойства=>Дата и время=>Время Интернета=>Сервер: ntp1.imvr.ru»), либо используя службу ОС Windows «W32Time/resync», предварительно настроив её командой «w32tm/config/manualpeerlist:46.254.241.74».

7.5.2.2.3 Визуально сравнить часы сервера АИИС и часы ноутбука, предварительно выведя на экран ноутбука поправку часов относительно тайм-сервера (выполнив три раза команду «w32tm/monitor/computers:46.254.241.74») и выведя на экран сервера часы.

7.5.2.2.4 Отключить коррекцию часов сервера АИИС, отсоединив ГЛОНАСС/GPS-приемник. Оставить сервер во включенном состоянии на 24 часа. По истечении 24 часов

включить инженерный пульт (ноутбук) с ПО АС_Laptop и выполнить п.п. 7.5.2.2.2 и 7.5.2.2.3.

Убедиться в успешном прохождении синхронизации часов сервера и зафиксировать визуально поправку, компенсирующую суточный уход часов АИИС.

7.5.2.2.5 Система считается выдержавшей испытание, если абс. погрешность хода системных часов за сутки не превысила $\pm 5,0$ с.

7.6 Проверка соответствия программного обеспечения АИИС КУЭ зафиксированному при проведении испытаний в целях утверждения типа АИИС КУЭ и проверка обеспечения защиты ПО в процессе эксплуатации АИИС КУЭ

7.6.1 Определение идентификационных признаков метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ.

Идентификация ПО АИИС КУЭ реализуется следующими методами:

- с помощью ПО АИИС КУЭ или аппаратно-программных средств, разработанных организацией-разработчиком АИИС КУЭ (либо разработчиком ПО АИИС КУЭ);
- с использованием специальных протестированных (аттестованных, сертифицированных) аппаратно-программных средств и/или протестированного (аттестованного, сертифицированного) ПО.

При проведении испытаний проверяется соответствие следующих заявленных идентификационных данных программного обеспечения (по МИ 2955-2010):

7.6.1.1 Наименование программного обеспечения;

7.6.1.2 Идентификационное наименование программного обеспечения;

7.6.1.3 Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения;

Проверку по пп. 7.6.1.1-7.6.1.3 выполняют после загрузки ПО по информации из раздела «Справка».

Убедиться, что идентификационное наименование и номер версии (лицензии) ПО соответствует заявленному в технической документации на АИИС КУЭ.

Результаты проверки считать положительными, если Идентификационное наименование и номер версии (лицензии) ПО соответствует заявленному в технической документации на АИИС КУЭ.

7.6.1.4 Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода).

Контрольные суммы исполняемого кода, зафиксированные при утверждении типа АИИС КУЭ, записаны в описании типа АИИС КУЭ для каждого выделяемого модуля ПО;

При проведении поверки цифровой идентификатор программного обеспечения определяется на сервере ООО «Иркутская Энергосбытовая компания», где установлено ПО «АльфаЦЕНТР», следующим образом:

- запускаем программу WinMD5FileChecker (во вложении) – это менеджер файлов, позволяющий производить хэширование файлов;
- открываем в ней метрологически значимый файл: ac_metrology.dll, являющийся библиотекой результатов измерений, коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов и т.д. и входящий в дистрибутив ПО «АльфаЦЕНТР»;
- нажимаем кнопку «Рассчитать»;
- сверяем полученную контрольную сумму;
- нажимаем кнопку «Рассчитать»;
- сверяем полученные контрольные суммы.

Результаты проверки считать положительными, если контрольные суммы исполняемого кода, зафиксированные при испытаниях в описании типа, совпадают с контрольными суммами исполняемого кода, полученными при проведении поверки АИИС КУЭ, и число значащих разрядов измерения электроэнергии, заложенное на сервере, не менее числа значащих разрядов измерения счетчиков электроэнергии серии АЛЬФА.

7.6.1.5 Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения: WinMD5.

7.6.2 Проверка обеспечения защиты ПО от несанкционированного доступа.

Данная проверка проводится с целью избежания искажений результатов измерений.

В целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений при проведении испытаний проверяется:

- установка паролей на сервер АИИС КУЭ и установка пароля на конфигурирование и настройку параметров «АльфаЦЕНТР».

- проверка журналов событий и фиксации в них фактов пропадания напряжения, попыток несанкционированного изменения настроек и вмешательства в базу данных конфигурационных параметров АИИС КУЭ.

- проверяется применение и достаточность применяемых специальных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений (в соответствии с МИ 2955-2010 и Р 50.2.077-2014) тому уровню защиты ПО, которое было зафиксировано при испытаниях в целях утверждения типа и отмеченному в описании типа АИИС КУЭ.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

Результаты поверки АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии оформляют путем записи в протоколе поверки произвольной формы.

По положительным результатам поверки АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии на нее выдается свидетельство о поверке в соответствии с ПР 50.2.006-94.

При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ к эксплуатации не допускается, выписывается «Извещение о непригодности» в соответствии с ПР 50.2.006-94 с указанием причин непригодности, ранее выданное свидетельство о поверке АИИС КУЭ аннулируют.

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования объекта учета, типов, заводских номеров и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, представлены в таблице А1.

Таблица А1 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии

Канал измерений		Средство измерений		Кгт· Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
1 – 5	ПС Тайшет	УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008610		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001621		Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректировка значений времени и даты
1	ВЛ-500кВ №503	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =3150/1	ТФНКД-500-П ГР № 3639-73 Зав.№ 267/245 (фаза А) Зав.№ 268/241 (фаза В) Зав.№ 261/232 (фаза С)	15750000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,2 K _{ТН} = 500000/√3/100/√3	СРТf 550 ГР № 29695-08 ТН-1 (в сторону ВЛ): Зав.№ 30068142 (фаза А) Зав.№ 30068125 (фаза В) Зав.№ 30068144 (фаза С) ТН-2 (в сторону СШ): Зав.№ 30068124 (фаза А) Зав.№ 30068143 (фаза В) Зав.№ 30068126 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283966		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
2	ВЛ-500кВ №504	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =3150/1	ТФЗМ-500Б-1 У1 ГР № 3639-73 Зав.№ 327/300 (фаза А) Зав.№ 323/302 (фаза В) Зав.№ 323/304 (фаза С)	15750000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,2 K _{ТН} =500000 /√3/100/√3	СРТf 550 ГР № 29695-08 ТН-1 (в сторону ВЛ): Зав.№ 30055642 (фаза А) Зав.№ 30055643 (фаза В) Зав.№ 30055644 (фаза С) ТН-2 (в сторону СШ): Зав.№ 30055645 (фаза А) Зав.№ 30055646 (фаза В) Зав.№ 30055647 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁

Канал измерений		Средство измерений		Ктт Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283969		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
3	ВЛ-110кВ С-43	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФЗМ-110Б-ШУ1 ГР № 2793-71 Зав.№ 4408 (фаза А) Зав.№ 4380 (фаза С)	220000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-57 ГР № 1188-58 ТН-1: Зав.№ 1487616 (фаза А) Зав.№ 1487615 (фаза В) Зав.№ 1487614 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 1487905 (фаза А) Зав.№ 1487900 (фаза В) Зав.№ 1487679 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283967		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
4	ВЛ-110кВ С-46	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФЗМ-110Б-ШУ1 ГР № 2793-71 Зав.№ 4392 (фаза А) Зав.№ 4366 (фаза С)	220000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-57 ГР № 1188-58 ТН-1: Зав.№ 1487616 (фаза А) Зав.№ 1487615 (фаза В) Зав.№ 1487614 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 1487905 (фаза А) Зав.№ 1487900 (фаза В) Зав.№ 1487679 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283972		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
5	ОВ-110кВ	ТТ КТ 0,5S $K_{ТТ}=1000/5$	VIS WI 110 ГР № 37750-08 Зав.№ 12/0731402 (фаза А) Зав.№ 12/0731403 (фаза С)	220000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-57 ГР № 1188-58 ТН-1: Зав.№ 1487616 (фаза А) Зав.№ 1487615 (фаза В) Зав.№ 1487614 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 1487905 (фаза А) Зав.№ 1487900 (фаза В) Зав.№ 1487679 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01247204		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
ПС Тайшет- Запад		УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008604		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001617		Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректировка значений времени и даты
6	ВЛ-110кВ С-61	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=500/5$	ТФЗМ-110Б-ШУ1 ГР № 2793-71 Зав.№ 1004 (фаза А) Зав.№ 1005 (фаза В) Зав.№ 1007 (фаза С)	110000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}= 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-13 Зав.№ 1399 (фаза А) Зав.№ 1422 (фаза В) Зав.№ 1780 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283958		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
ПС Юрты		УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008609		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001613		Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректировка значений времени и даты
7	ВЛ-110кВ С-60	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=500/5$	ТФЗМ-110Б-ШУ1 ГР № 2793-71 Зав.№ 1006 (фаза А) Зав.№ 1008 (фаза В) Зав.№ 1009 (фаза С)	110000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}= 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-57 ГР № 1188-58 Зав.№ 961515 (фаза А) Зав.№ 961520 (фаза В) Зав.№ 961516 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283973		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
ПС Кунерма		УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008896		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001614		Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректировка значений времени и даты

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
8	ВЛ-220кВ КС-33	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТФЗМ-220Б-ШУ1 ГР № 3694-73 Зав.№ 9708 (фаза А) Зав.№ 9686 (фаза С)	264000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3	НКФ-220-58 ГР № 1382-60 Зав.№ 1489623 (фаза А) Зав.№ 1489633 (фаза В) Зав.№ 1489622 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01261887		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
ПС Дабан		УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008813	264000	Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001619		Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректировка значений времени и даты
9	ВЛ-220кВ УД-32	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТФЗМ-220Б-ШУ1 ГР № 3694-73 Зав.№ 9866 (фаза А) Зав.№ 9879 (фаза В) Зав.№ 9894 (фаза С)	264000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3	НКФ-220-58 ГР № 1382-60 Зав.№ 30043 (фаза А) Зав.№ 29989 (фаза В) Зав.№ 30080 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283984		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
ПС Ключи		УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008611	264000	Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001615		Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректировка значений времени и даты
10	ВЛ-220кВ №582	ТТ КТ 0,2S К _{ТТ} =2000/1	TG-245 ГР № 15651-12 Зав.№ 1475/06 (фаза А) Зав.№ 1479/06 (фаза В) Зав.№ 1473/06 (фаза С)	4400000	Ток первичный, I ₁

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		ТН КТ 0,2 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	СРВ-245 ГР №15853-06 ТН-1 Зав.№ 8727563 (фаза А) Зав.№ 8727561 (фаза В) Зав.№ 8727562 (фаза С) ТН-2 Зав.№ 8727564 (фаза А) Зав.№ 8727560 (фаза В) Зав.№ 8727565 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283970		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
11 – 13	ПС БЦБК	УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008607		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001610		Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректировка значений времени и даты
11	ВЛ-220 кВ ВБ-272	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФЗМ-220Б-IV У1 ГР № 6540-78 Зав.№ 3343 (фаза А) Зав.№ 2862 (фаза В) Зав.№ 3308 (фаза С)	440000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220-58 ГР № 1382-60 Зав.№ 34807 (фаза А) Зав.№ 49769 (фаза В) Зав.№ 34915 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283971		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
12	ВЛ-220 кВ МБ-273	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФЗМ-220Б-IV У1 ГР № 6540-78 Зав.№ 3367 (фаза А) Зав.№ 5580 (фаза В) Зав.№ 5590 (фаза С)	440000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220-58 ГР № 1382-60 Зав.№ 42751 (фаза А) Зав.№ 42978 (фаза В) Зав.№ 42763 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283962		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
13	ОВ-220кВ	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФЗМ-220Б-IV У1 ГР № 6540-78 Зав.№ 3421 (фаза А) Зав.№ 3390 (фаза В) Зав.№ 2890 (фаза С)	440000	Ток первичный, I_1

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220-58 ГР № 1382-60 ТН-1: Зав.№ 34807 (фаза А) Зав.№ 49769 (фаза В) Зав.№ 34915 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 42751 (фаза А) Зав.№ 42978 (фаза В) Зав.№ 42763 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283963		
14, 15	ПС Байкальск	УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008606		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001616		Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректировка значений времени и даты
14	Ввод 27,5кВ Т-1	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФНД-35М ГР № 3689-73 Зав.№ 163 (фаза А) Зав.№ 114 (фаза В)	55000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=27500/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-35-65 ГР № 912-70 Зав.№ 963435 (фаза А) Зав.№ 953429 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283981		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
15	Ввод 27,5кВ Т-2	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФНД-35М ГР № 3689-73 Зав.№ 2504 (фаза А) Зав.№ 83 (фаза С)	55000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=27500/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-35-65 ГР № 912-70 Зав.№ 956493 (фаза А) Зав.№ 956485 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283983		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
16, 17	ПС Слюдянка	УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008615		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001623		Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректировка значений времени и даты

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
16	ВЛ-110кВ КЗМ-135	ТТ КТ 0,5S К _{ТТ} =100/5	ТБМО-110 ГР № 23256-11 Зав.№ 3635 (фаза А) Зав.№ 3634 (фаза С)	22000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3	НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-13 ТН-1: Зав.№ 571 (фаза А) Зав.№ 567 (фаза В) Зав.№ 583 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 558 (фаза А) Зав.№ 1204 (фаза В) Зав.№ 1241 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283982		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
17	ВЛ-35кВ КЗМ-386	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =50/5	ТОЛ-35 ГР № 21256-07 Зав.№ 922 (фаза А) Зав.№ 825 (фаза С)	3500	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3	ЗНОМ-35-65 ГР № 912-70 ТН-1: Зав.№ 972911 (фаза А) Зав.№ 1143509 (фаза В) Зав.№ 960832 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 1382675 (фаза А) Зав.№ 1464326 (фаза В) Зав.№ 1143512 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{Сч} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283980		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
18 – 20	ПС Ново- бирюсинск	УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008614		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001624		Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректировка значений времени и даты
18	ПС №15 «Новобирю- синск» 110/10 кВ, Ввод № 1	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТОЛ-СЭЦ-10 ГР № 32139-11 Зав.№ 05870 (фаза А) Зав.№ 05862 (фаза В) Зав.№ 05239 (фаза С)	12000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3	НАМИ-10 ГР № 11094-87 Зав.№ 2988		Напряжение первичное, U ₁

Канал измерений		Средство измерений		Кгт· Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283965		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
19	ПС №15 «Новобирю- синск» 110/10 кВ, Ввод № 2	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 17096 (фаза А) Зав.№ 17025 (фаза С)	20000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав.№ 3688		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283968		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
20	ПС №15 «Новобирю- синск» 110/10 кВ, КЛ-10 кВ фидер 15-16	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=100/5$	ТОЛ-10 ГР № 7069-02 Зав.№ 49821 (фаза А) Зав.№ 41937 (фаза В) Зав.№ 42565 (фаза С)	2000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав.№ 3688		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283976		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
21 – 27	ПС Тамгачет	УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008612		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001618		Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректировка значений времени и даты
21	Фидер № 17-04	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=200/5$	ТЛМ-10 ГР № 2473-69 Зав. № 7245 (фаза А) Зав. № 6908 (фаза С)	4000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав.№ 5103		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283977		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
22	Фидер № 17-08	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=100/5$	ТЛМ-10 ГР № 2473-69 Зав. № 5283 (фаза А) Зав. № 6997 (фаза С)	2000	Ток первичный, I_1

Канал измерений		Средство измерений		Кгг- Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав.№ 5103		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283975		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
23	Фидер № 17-09	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=200/5$	ТЛМ-10 ГР № 2473-69 Зав.№ 7244 (фаза А) Зав.№ 6894 (фаза С)	4000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав.№ 5103		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283978		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
24	Фидер № 17-10	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=100/5$	ТЛМ-10 ГР № 2473-69 Зав.№ 0112 (фаза А) Зав.№ 7037 (фаза С)	2000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав.№ 5103		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01207147		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
25	Фидер № 17-13	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=100/5$	ТЛМ-10 ГР № 2473-69 Зав.№ 1196 (фаза А) Зав.№ 0182 (фаза С)	2000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав.№ 6091		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01261890		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
26	Фидер № 17-18	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=100/5$	ТЛМ-10 ГР № 2473-69 Зав.№ 5661 (фаза А) Зав.№ 0178 (фаза С)	2000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав.№ 6091		Напряжение первичное, U_1

Канал измерений		Средство измерений		Ктт Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01261897		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
27	Фидер № 17-20	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=50/5$	ТЛМ-10 ГР № 2473-69 Зав.№ 5348 (фаза А) Зав.№ 1795 (фаза С)	1000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав.№ 6091		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01261899		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
ПС Быстрая		УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008605		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001622		Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректировка значений времени и даты
28	яч. №2 Ввод 6 кВ Т-1	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=400/5$	ТОЛ-10 ГР № 26198-03 Зав.№ 22176 (фаза А) Зав.№ 22175 (фаза В) Зав.№ 22177 (фаза С)	4800	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	3хЗНОЛП-6 ГР № 2611-70 Зав.№ 2283 (фаза А) Зав.№ 2256 (фаза В) Зав.№ 2281 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1(R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1805RLQM-P4GB1-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01247089		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
29 – 32	ПС Озерная	УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008617		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001611		Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректировка значений времени и даты
29	ВЛ-500 кВ № 576	ТТ КТ 0,2S $K_{ТТ}=3150/1$	SAS 550 ГР № 25121-07 Зав.№ 13/127316 (фаза А) Зав.№ 13/127315 (фаза В) Зав.№ 13/127317 (фаза С)	17325000	Ток первичный, I_1

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		ТН КТ 0,2 $K_{ТН}=550000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	2хTEMP 550 ГР № 25474-03 ТН-1: Зав.№ 5010273-006 (фаза А) Зав.№ 5010273-005 (фаза В) Зав.№ 5010273-007 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 5010273-003 (фаза А) Зав.№ 5010273-002 (фаза В) Зав.№ 5010273-009 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S(A) / 0,5(R) $K_{C\psi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RALXQV-P4GB-W-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01261863		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
30	УШР ВЛ № 576	ТТ КТ 0,2S $K_{ТТ}=3150/1$	SAS 550 ГР № 25121-07 Зав.№ 13/127308 (фаза А) Зав.№ 13/127307 (фаза В) Зав.№ 13/127306 (фаза С)	17325000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,2 $K_{ТН}=550000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	TEMP 550 ГР № 25474-03 Зав.№ 5010273-001 (фаза А) Зав.№ 5010273-004 (фаза В) Зав.№ 5010273-008 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S(A) / 0,5(R) $K_{C\psi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RALXQV-P4GB-W-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01261864		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
31	ВЛ-500 кВ № 579	ТТ КТ 0,2S $K_{ТТ}=3150/1$	SAS 550 ГР № 25121-07 Зав.№ 12/113970 (фаза А) Зав.№ 12/113969 (фаза В) Зав.№ 12/113968 (фаза С)	17325000	Ток первичный, I_1
		ТН КТ 0,2 $K_{ТН}=550000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	2хTEMP 550 ГР № 25474-03 ТН-1: Зав.№ T11269901 (фаза А) Зав.№ T11269902 (фаза В) Зав.№ T11269903 (фаза С) ТН-2: Зав.№ T11269801 (фаза А) Зав.№ T11269802 (фаза В) Зав.№ T11269803 (фаза С)		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик КТ 0,2S(A) / 0,5(R) $K_{C\psi}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RALXQV-P4GB-W-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01243171		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
32	УШР ВЛ № 579	ТТ КТ 0,2S $K_{ТТ}=3150/1$	SAS 550 ГР № 25121-07 Зав.№ 12/113961 (фаза А) Зав.№ 12/113959 (фаза В) Зав.№ 12/113960 (фаза С)	17325000	Ток первичный, I_1

Канал измерений		Средство измерений		Ктт· Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		ТН КТ 0,2 К _{ТН} =550000/√3/100/√3	ТЕМР 550 ГР № 25474-03 Зав.№ Т11269804 (фаза А) Зав.№ Т11269805 (фаза В) Зав.№ Т11269806 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S(A) / 0,5(R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RALXQV-P4GB-W-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01243165		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота
Мамаканская ГЭС		УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008608		Энергия активная, энергия реактивная, календарное время, интегрированная активная и реактивная мощность
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001612		Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректировка значений времени и даты
33	ВЛ 110 кВ «Мамакан- Мусковит» (1С)	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =100/5	ТФНД-110М ГР № 2793-71 Зав.№ 418 (фаза А) Зав.№ 231 (фаза С)	22000	Ток первичный, I ₁
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3	НКФ-110-57 ГР № 1188-58 Зав.№ 761896 (фаза А) Зав.№ 771619 (фаза В) Зав.№ 754053 (фаза С)		Напряжение первичное, U ₁
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K _{СЧ} =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01172995		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Коэффициент мощности Частота

Таблица Б1 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

№ ИК	Активная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. $\cos\varphi$	$\pm\delta_{2\%P}$, [%]	$\pm\delta_{5\%P}$, [%]	$\pm\delta_{20\%P}$, [%]	$\pm\delta_{100\%P}$, [%]
	ТТ	ТН	Сч.		для диапазона $W_{P2\%}\leq W_{Pизм}<W_{P5\%}$	для диапазона $W_{P5\%}\leq W_{Pизм}<W_{P20\%}$	для диапазона $W_{P20\%}\leq W_{Pизм}<W_{P100\%}$	для диапазона $W_{P100\%}\leq W_{Pизм}\leq W_{P120\%}$
10, 29–32	0,2S	0,2	0,2S	1	1,2	0,8	0,7	0,7
				0,8	1,4	1,0	0,9	0,9
				0,5	2,1	1,4	1,1	1,1
5, 16	0,5S	0,5	0,2S	1	1,9	1,2	1,0	1,0
				0,8	2,9	1,8	1,4	1,4
				0,5	5,5	3,0	2,3	2,3
1 – 4	0,5	0,2	0,2S	1	не нормируют	1,8	1,1	0,9
				0,8	не нормируют	2,9	1,6	1,2
				0,5	не нормируют	5,3	2,8	2,0
6 – 9, 11-15, 17-28, 33	0,5	0,5	0,2S	1	не нормируют	1,9	1,2	1,0
				0,8	не нормируют	2,9	1,7	1,4
				0,5	не нормируют	5,5	3,0	2,3
№ ИК	Реактивная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. $\cos\varphi/\sin\varphi$	$\pm\delta_{2\%Q}$, [%]	$\pm\delta_{5\%Q}$, [%]	$\pm\delta_{20\%Q}$, [%]	$\pm\delta_{100\%Q}$, [%]
	ТТ	ТН	Сч.		для диапазона $W_{Q2\%}\leq W_{Qизм}<W_{Q5\%}$	для диапазона $W_{Q5\%}\leq W_{Qизм}<W_{Q20\%}$	для диапазона $W_{Q20\%}\leq W_{Qизм}<W_{Q100\%}$	для диапазона $W_{Q100\%}\leq W_{Qизм}\leq W_{Q120\%}$
10, 29–32	0,2S	0,2	0,5	0,8/0,6	2,3	1,8	1,5	1,5
				0,5/0,87	2,0	1,8	1,5	1,5
5, 16	0,5S	0,5	0,5	0,8/0,6	4,5	2,7	2,2	2,2
				0,5/0,87	2,8	1,9	1,7	1,7
1 – 4	0,5	0,2	0,5	0,8/0,6	не нормируют	4,5	2,5	2,0
				0,5/0,87	не нормируют	2,9	1,9	1,6
6 – 9, 11-15, 17-28, 33	0,5	0,5	0,5	0,8/0,6	не нормируют	4,6	2,7	2,2
				0,5/0,87	не нормируют	2,9	2,0	1,8

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения 30-минутных приращений электроэнергии и средней мощности;

2 Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение $(0,98 - 1,02)U_{ном}$; ток $(1 - 1,2)I_{ном}$, $\cos\varphi = 1$;
- температура окружающей среды $(20\pm 5)^\circ\text{C}$;

3 Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение $(0,9 - 1,1)U_{ном}$; ток $(0,05 - 1,2)I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5$ инд – 1;
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 50 до $+45^\circ\text{C}$, для счетчиков от минус 40 до $+55^\circ\text{C}$, для УСПД от минус 20 до $+50^\circ\text{C}$, для УССВ-2 от минус 10 до $+55^\circ\text{C}$;

4 В таблице приняты следующие обозначения:

- $W_{P2\%}$ ($W_{Q2\%}$) – значение электроэнергии при 2%-ной нагрузке (минимальная нагрузка);
- $W_{P5\%}$ ($W_{Q5\%}$) – значение электроэнергии при 5%-ной нагрузке;
- $W_{P20\%}$ ($W_{Q20\%}$) – значение электроэнергии при 20%-ной нагрузке;
- $W_{P100\%}$ ($W_{Q100\%}$) – значение электроэнергии при 100%-ной нагрузке (номинальная нагрузка);
- $W_{P120\%}$ ($W_{Q120\%}$) – значение электроэнергии при 120%-ной нагрузке (максимальная нагрузка).