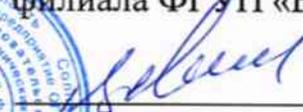


УТВЕРЖДАЮ
Директор Восточно-Сибирского
филиала ФГУП «ВНИИФТРИ»




И.Н. Лазовик
« 24 »  2016 г.

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»**

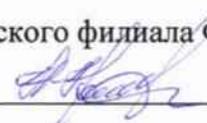
МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 001-2016

н.р. 64329-16

Разработчики:

Нач. отдела испытаний средств измерений Восточно-
Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ»


Н.Ф. Крайнов

Вед. инженер отдела испытаний средств измерений
Восточно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ»


А.А. Кочнев

Иркутск 2016

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
7.1.2 Проверка комплектности технической документации	6
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	6
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	7
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 и/или УСПД, входящих в состав системы	8
7.4 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8
7.4.1 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена при наличии нагрузки на присоединении	8
7.5 Оценка основных метрологических характеристик АИИС КУЭ Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	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 хода часов сервера и функций измерения времени	11
7.5.2.1 Проверка работы системы коррекции часов компонентов АИИС КУЭ	11
7.5.2.2 Определение хода системных часов за одни сутки	11
7.6 Проверка соответствия программного обеспечения зафиксированному при проведении испытаний в целях утверждения типа АИИС КУЭ. Проверка обеспечения защиты ПО в процессе эксплуатации	12
8 Оформление результатов поверки	13
Приложение А. Основные СИ АИИС КУЭ Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	14
Приложение Б. Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» при доверительной вероятности 0,95	27

1 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Усть-Илимской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), выработанной и переданной за установленные интервалы времени Усть-Илимской ТЭЦ, а также автоматизированного сбора, обработки, хранения и 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 Усть-Илимской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго» 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 и АЛЬФА с цифровым интерфейсом RS-485 по ГОСТ Р 52323-2005 (или ГОСТ 30206-94) для активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 (или ГОСТ 26035-83) для реактивной электроэнергии;
- устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325: RTU-325-E1-512-M4-B8;
- 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 Усть-Илимской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго», приведены в Приложении А.

Нормальные, допускаемые и фактические условия измерений АИИС КУЭ Усть-Илимской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго» 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 Усть-Илимской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго» приведены в Приложении Б.

Принцип действия АИИС КУЭ Усть-Илимской ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго»: 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 и передает в заинтересованные организации. Уровень защиты программного обеспечения ИВК ОАО «ИЭСК» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – высокий (в соответствии с Р 50.2.077-2014)..

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

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

Интервал между поверками АИИС КУЭ Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» – 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
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 Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» 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 Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»;
- наличие действующих свидетельств (записей в паспортах) о поверке 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).

7.1.2 Проверка комплектности технической документации

В комплект документации, хранящейся на объекте, должны входить:

- руководство по эксплуатации ИВК;
- копия сертификата об утверждении типа и копия описания типа ИВК;
- руководства по эксплуатации и паспорта на все компоненты центра;
- копии действующих свидетельств о последней поверке ИВК и входящих в него компонентов;
- настоящая методика поверки.

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.

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 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.

Расхождение 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.

- проверить работу аппаратных ключей. Для этого выключают сервер и АРМ и снимают аппаратную защиту (отсоединяют Nasp-ключ от портов компьютеров). Включают компьютеры, загружают операционную систему и запускают программу. Проверка прошла успешно, если получено сообщение об отсутствии «ключа защиты».

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_d 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 ПАО «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 ПАО «Иркутскэнерго».

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 Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» 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 Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»

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:

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

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 (КТ 0,2S (A); 0,5S(A) 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 $\delta_{и}$.

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 Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет ± 2 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 Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго», приведены в Приложении Б.

Если в результате поверки АИИС КУЭ Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» 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 хода часов и 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.imvp.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.imvp.ru»), либо используя службу ОС Windows «W32Time/resync», предварительно настроив её командой «w32tm/config/manualpeerlist:46.254.241.74».

7.5.2.2.3 Разместить часы инженерного пульта рядом с экраном сервера БД ИВК. Зафиксировать с помощью фотоаппарата часы сервера БД ИВК и часы инженерного пульта.

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 AC_Laptop и выполнить п.п. 7.5.2.2.2 и 7.5.2.2.3.

Убедиться в успешном прохождении синхронизации часов сервера и рассчитать суточный ход часов как разность показаний часов сервера БД ИВК и часов инженерного пульта.

7.5.2.2.5 Система считается выдержавшей испытание, если суточный ход системных часов за сутки находится в пределах $\pm 5,0$ с.

7.6 Подтверждение идентификации программного обеспечения утвержденному типу АИИС КУЭ и зафиксированной при проведении испытаний. Проверка обеспечения защиты ПО в процессе эксплуатации

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 Р 50.2.077-2014):

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 метрологически значимого выделяемого модуля ПО;

При проведении поверки цифровой идентификатор программного обеспечения определяется на сервере ПАО «Иркутскэнерго», где установлено ПО «АльфаЦЕНТР», следующим образом:

- запускаем программу WinMD5FileChecker (во вложении) – это менеджер файлов, позволяющий производить хэширование файлов;
- открываем в ней файлы: Amrserver.exe, Amrc.exe, Amra.exe, Cdbora2.dll, Encryptdll.dll, Alphamess.dll, входящие в дистрибутив «АльфаЦЕНТР»;
- 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.

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 результатов измерений от преднамеренных изменений (в соответствии с Р 50.2.077-2014) тому уровню защиты ПО, которое было зафиксировано при испытаниях в целях утверждения типа и указано в описании типа АИИС КУЭ.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

Результаты поверки АИИС КУЭ Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» оформляют путем записи в протоколе поверки произвольной формы.

По положительным результатам поверки АИИС КУЭ Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» на нее выдается свидетельство о поверке в соответствии с Порядком проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденным приказом Минпромторга № 1815 от 2 июля 2015 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска клейма и наклейки.

При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ к эксплуатации не допускается, выписывается «Извещение о непригодности» в соответствии с Порядком проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденным приказом Минпромторга № 1815 от 2 июля 2015 г. 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 Усть-Илимской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»

Канал измерений		Средство измерений		Ктт-Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
1 – 44	Усть-Илимская ТЭЦ	УСПД	RTU-325-E1-512-M4-B8 ГР № 19495-03 Зав. № 007169		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
1	Усть-Илимская ТЭЦ, ТГ-1	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =6000/5	ТШВ15Б ГР № 5719-76 Зав. № 418 (фаза А) Зав. № 469 (фаза В) Зав. № 417 (фаза С)	120000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 44749 (фаза А) Зав.№ 44753 (фаза В) Зав.№ 44751 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) К _{СЧ} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1R-4-AL-C29-T ГР № 14555-02 Зав.№ 1119969		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
2	Усть-Илимская ТЭЦ, ТГ-3	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =8000/5	ТШВ15Б ГР № 5719-76 Зав. № 249 (фаза А) Зав. № 231 (фаза В) Зав. № 200 (фаза С)	160000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав. № 83 (фаза А) Зав. № 82 (фаза В) Зав. № 90 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) К _{СЧ} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1119974		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
3	Усть-Илимская ТЭЦ, ТГ-4	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =6000/5	ТШЛ20Б-1 ГР № 4016-74 Зав.№ 1662 (фаза А) Зав.№ 1656 (фаза В) Зав.№ 1666 (фаза С)	120000	Ток первичный

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
№ 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 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 10 (фаза А) Зав.№ 14 (фаза В) Зав.№ 16 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1119973		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
4	Усть-Илимская ТЭЦ, ТГ-5	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=8000/5$	ТШВ15Б ГР № 5719-76 Зав.№ 377 (фаза А) Зав.№ 404 (фаза В) Зав.№ 371 (фаза С)	160000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 27 (фаза А) Зав.№ 25 (фаза В) Зав.№ 57 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1119972		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
5	Усть-Илимская ТЭЦ, ТГ-6	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=10000/5$	ТШ20 ГР № 8771-82 Зав.№ 386 (фаза А) Зав.№ 420 (фаза В) Зав.№ 428 (фаза С)	315000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=15750/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 57757 (фаза А) Зав.№ 57764 (фаза В) Зав.№ 57745 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1119970		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
6	Усть-Илимская ТЭЦ, ВЛ 110 кВ	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТВ-110-1 ГР № 3189-72 Зав. № 767 (фаза А) Зав. № 1023 (фаза В) Зав. № 725 (фаза С)	220000	Ток первичный

Канал измерений		Средство измерений		Ктт· Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
	ТЭЦ-1	ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-83ХЛ1 ГР № 1188-84 ТН-1: Зав.№ 41175 (фаза А) Зав.№ 41262 (фаза В) Зав.№ 41278 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 41285 (фаза А) Зав.№ 41315 (фаза В) Зав.№ 41267 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А2R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01120165		
7	Усть-Илимская ТЭЦ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 1000/5$	ТВ-110-1 ГР № 3189-72 Зав. № 1036 (фаза А) Зав. № 777 (фаза В) Зав. № 998 (фаза С)	220000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-83ХЛ1 ГР № 1188-84 ТН-1: Зав.№ 41175 (фаза А) Зав.№ 41262 (фаза В) Зав.№ 41278 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 41285 (фаза А) Зав.№ 41315 (фаза В) Зав.№ 41267 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А2R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01120163		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
8	Усть-Илимская ТЭЦ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 1000/5$	ТВ-110-1 ГР № 3189-72 Зав. № 717 (фаза А) Зав. № 1015 (фаза В) Зав. № 965 (фаза С)	220000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-83ХЛ1 ГР № 1188-84 ТН-1: Зав.№ 41175 (фаза А) Зав.№ 41262 (фаза В) Зав.№ 41278 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 41285 (фаза А) Зав.№ 41315 (фаза В) Зав.№ 41267 (фаза С)		Напряжение первичное

Канал измерений		Средство измерений		Ктт· Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А2R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01120166		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
9	Усть-Илимская ТЭЦ, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}= 1000/5$	ТВ-110-1 ГР № 3189-72 Зав. № 18А (фаза А) Зав. № 18В (фаза В) Зав. № 18С (фаза С)	220000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}= 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-83ХЛ1 ГР № 1188-84 ТН-1: Зав.№ 41269 (фаза А) Зав.№ 41288 (фаза В) Зав.№ 41286 (фаза С) ТН-2: Зав. № 41283 (фаза А) Зав. № 41298 (фаза В) Зав. № 41289 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А2R-4-AL-C29-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01120164		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
10	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч.2 шинопровод ШП-1	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}= 8000/5$	ТШВ15Б ГР № 5719-76 Зав. № 616 (фаза А) Зав. № 618 (фаза В) Зав. № 734 (фаза С)	160000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 36 (фаза А) Зав.№ 27 (фаза В) Зав.№ 44754 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А2R-4-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1122490		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
11	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч.38 шинопровод ШП-2	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=8000/5$	ТШВ15Б ГР № 5719-76 Зав. № 736 (фаза А) Зав. № 007 (фаза В) Зав. № 595 (фаза С)	160000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 44743 (фаза А) Зав.№ 44764 (фаза В) Зав.№ 44748 (фаза С)		Напряжение первичное

Канал измерений		Средство измерений		Ктт· Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-4-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1119966		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
12	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч.16 шинопровод ШП-3	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=8000/5$	ТШВ15Б ГР № 5719-76 Зав. № 619 (фаза А) Зав. № 642 (фаза В) Зав. № 665 (фаза С)	160000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 8364		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-4-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1122474		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
13	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч.46 шинопровод ШП-4	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=8000/5$	ТШВ15Б ГР № 5719-76 Зав. № 278 (фаза А) Зав. № 250 (фаза В) Зав. № 248 (фаза С)	160000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 7485		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-4-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1122468		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
14	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5 кВ, "ввод 10,5 кВ Т-1"	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=6000/5$	ТШВ-15 ГР № 1836-63 Зав. № б/н (фаза А) Зав. № б/н (фаза В) Зав. № б/н (фаза С)	120000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 42234 (фаза А) Зав.№ 44765 (фаза В) Зав.№ 44753 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 Зав.№ 1280717		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
15	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5 кВ,	ТТ КТ 0,2S $K_{ТТ}=8000/5$	ТШЛ 20-1 ГР № 21255-03 Зав. № 96 (фаза А) Зав. № 338 (фаза В) Зав. № 95 (фаза С)	160000	Ток первичный

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
	"ввод 10,5 кВ Т-2"	ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОЛ.06 ГР № 3344-04 Зав.№ 4130 (фаза А) Зав.№ 1698 (фаза В) Зав.№ 2127 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 Зав.№ 1280716		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
16	Усть- Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5 кВ, "ввод 10,5 кВ Т-3"	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=6000/5$	ТШВ-15 ГР № 1836-63 Зав. № 281 (фаза А) Зав. № 287 (фаза В) Зав. № 243 (фаза С)	120000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 Зав.№ 17 (фаза А) Зав.№ 20 (фаза В) Зав.№ 19 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 Зав.№ 1280700		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
17	Усть- Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5 кВ, "ввод 10,5 кВ Т-4"	ТТ КТ 0,2S $K_{ТТ}=8000/5$	ТШЛ 20-1 ГР № 21255-03 Зав. № 339 (фаза А) Зав. № 337 (фаза В) Зав. № 340 (фаза С)	160000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОЛ.06 ГР № 3344-04 Зав.№ 4132 (фаза А) Зав.№ 4078 (фаза В) Зав.№ 4014 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-06 Зав.№ 1280730		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
18	Усть- Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 109 РП-32-1	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=300/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 71501 (фаза А) Зав.№ 71557 (фаза С)	6000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1750		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120112		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время

Канал измерений		Средство измерений		Ктт· Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
19	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 110 КТП-0	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =100/5	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 40827 (фаза А) Зав.№ 34710 (фаза С)	2000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1750		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120034		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
20	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 113 КТП-82	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =300/5	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 04675 (фаза А) Зав.№ 15792 (фаза С)	6000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1750		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120103		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
21	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 123 ТП-103	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =150/5	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 10720 (фаза А) Зав. № 12007 (фаза С)	3000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1786		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120108		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
22	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 124 РП-18	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =1500/5	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 4722 (фаза А) Зав.№ 4725 (фаза С)	3000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1786		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120088		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
23	Усть-Илимская ТЭЦ,	ТТ КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5	ТЛК10-5 ГР № 9143-01 Зав.№ 10601 (фаза А) Зав.№ 10596 (фаза С)	12000	Ток первичный

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
	ГРУ 10,5кВ яч. 125 РП-17	ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1786		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120067		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
24	Усть- Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 210 ТП-5	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=150/5$	ТЛМ-10 ГР № 2473-69 Зав.№ 4262 (фаза А) ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 74082 (фаза С)	3000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1753		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120031		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
25	Усть- Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 213 КТП-82	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=300/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 82427 (фаза А) Зав.№ 12155 (фаза С)	6000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1753		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120101		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
26	Усть- Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 214 НПК	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=150/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 40811 (фаза А) Зав.№ 40821 (фаза С)	3000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1753		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120066		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
27	Усть- Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 215 РП-23	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=600/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 74070 (фаза А) Зав. № 9958 (фаза С)	12000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1753		Напряжение первичное

Канал измерений		Средство измерений		Ктт· Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120090		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
28	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 223 РП-32-4	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=600/5$	ТОЛ-СЭЩ-10 ГР № 32139-11 Зав.№ 34964-13 (фаза А) Зав.№ 34974-13 (фаза С)	12000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1761		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120097		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
29	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч.224 ООО «Трай-линг»	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=800/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 83290 (фаза А) Зав.№ 83280 (фаза С)	16000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1761		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120096		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
30	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 225 КТП-98	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=150/5$	ТОЛ-СЭЩ-10 ГР № 32139-11 Зав.№ 35875-13 (фаза А) Зав.№ 35874-13 (фаза С)	3000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 1761		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120098		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
31	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 310 КТП-0	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=100/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 83295 (фаза А) Зав.№ 83282 (фаза С)	2000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/100$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 6482		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) $K_{сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120089		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
32	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 313 РП-18	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =1500/5	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 15276 (фаза А) Зав.№ 15356 (фаза С)	30000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 6482		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120032		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
33	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 323 РП-17	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =600/5	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 79406 (фаза А) Зав.№ 12173 (фаза С)	12000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 6737		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120093		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
34	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 324 НПК	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =150/5	ТЛК10-5 ГР № 9143-01 Зав.№ 09311 (фаза А) Зав.№ 06392 (фаза С)	3000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 6737		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120105		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
35	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 325 ТП-105	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =150/5	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 1845 (фаза А) Зав. № 1884 (фаза С)	3000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 6737		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120107		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
36	Усть-Илимская ТЭЦ,	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =300/5	ТОЛ-СЭЩ-10 ГР № 32139-11 Зав.№ 35152-13 (фаза А) Зав.№ 35142-13 (фаза С)	6000	Ток первичный

Канал измерений		Средство измерений		Ктт. Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
	ГРУ 10,5кВ яч. 413 ТП-6 УСТ	ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 7415		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120104		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
37	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 415 РП-23	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =1000/5	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 9558 (фаза А) Зав. № 9842 (фаза С)	20000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 7415		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120102		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
38	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 423 КТП-98	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =300/5	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 65238 (фаза А) Зав. № 71154 (фаза С)	6000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 3283		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120068		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
39	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 424 РП-32-3	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =600/5	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 32722 (фаза А) Зав.№ 32741 (фаза С)	12000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 3283		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1,0 (R) K _{Сч} =1 R=5000 имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120099		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
40	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ 10,5кВ яч. 425 РП-32-2	ТТ КТ 0,5 K _{ТТ} =300/5	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав. № 71341 (фаза А) Зав. № 71227 (фаза С)	6000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 K _{ТН} =10000/100	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав. № 3283		Напряжение первичное

Канал измерений		Средство измерений		Ктт- Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1120100		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
41	Усть- Илимская ТЭЦ, ввод 6,3 кВ РТСР-2, сек. СРП-3	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1500/5$	ТЛМ-10 ГР № 2473-69 Зав. № 7875 (фаза А) Зав. № 3005 (фаза С)	18000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=6000/100$	НОМ-6 ГР № 159-49 ТН-1: Зав.№ 126 (фаза А) Зав.№ 7821 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 408 (фаза А) Зав.№ 7586 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01120094		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
42	Усть- Илимская ТЭЦ, ввод 6,3 кВ РТСР-2, сек. СРП-4	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1500/5$	ТЛМ-10 ГР № 2473-69 Зав. № 2255 (фаза А) Зав. № 8081 (фаза С)	18000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=6000/100$	НОМ-6 ГР № 159-49 ТН-1: Зав.№ 126 (фаза А) Зав.№ 7821 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 408 (фаза А) Зав.№ 7586 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-3-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 01120095		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
43	Усть- Илимская ТЭЦ, ввод 6,3 кВ ТСР-5", сек. 9Р	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1500/5$	ТОЛ-10 УЗ ГР № 51178-12 Зав. № 46718 (фаза А) Зав. № 41045 (фаза В) Зав. № 46728 (фаза С)	18000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=6000/100$	НОМ-6 ГР № 159-49 ТН-1: Зав.№ 3307 (фаза А) Зав.№ 5452 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 7578 (фаза А) Зав.№ 060 (фаза С)		Напряжение первичное

Канал измерений		Средство измерений		Ктт. Ктн	Наименование измеряемой величины
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, № Гос.реестра СИ РФ, заводские номера		
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-4-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1122470		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время
44	Усть-Илимская ТЭЦ, ввод 6,3 кВ ТСП-5", сек. 10Р	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1500/5$	ТОЛ-10 УЗ ГР № 51178-12 Зав. № 54886 (фаза А) Зав. № 17288 (фаза В) Зав. № 55476 (фаза С)	18000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=6000/100$	НОМ-6 ГР № 159-49 ТН-1: Зав.№ 3307 (фаза А) Зав.№ 5452 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 7578 (фаза А) Зав.№ 060 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (A)/1,0 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА A2R-4-AL-C25-T+ ГР № 14555-02 Зав.№ 1122462		Энергия активная, реактивная Мощность активная, реактивная Календарное время

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 $W_{P100\%}\leq W_{Pизм}\leq W_{P120\%}$
15, 17	0,2S	0,5	0,2S	1	1,3	1,0	0,9	0,9
				0,8	1,6	1,2	1,1	1,1
				0,5	2,4	1,8	1,6	1,6
1 – 5, 14, 16	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
6 – 13, 18–44	0,5	0,5	0,5S	1	не нормируют	2,2	1,6	1,5
				0,8	не нормируют	3,1	2,1	1,8
				0,5	не нормируют	5,6	3,2	2,6
№ 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 $W_{Q100\%}\leq W_{Qизм}\leq W_{Q120\%}$
15, 17	0,2S	0,5	0,5	0,8/0,6	2,2	1,8	1,7	1,7
				0,5/0,87	1,8	1,6	1,6	1,6
1 – 5, 14, 16	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
6 – 13, 18–44	0,5	0,5	1	0,8/0,6	не нормируют	5,3	3,9	3,6
				0,5/0,87	не нормируют	4,1	3,4	3,2

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±5) °С;

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 °С, для счетчиков Альфа А1800 от минус 40 до +65 °С, для счетчиков АЛЬФА от минус 40 до +55 °С, для УСПД от 0 до +70 °С, для УССВ-2 от минус 10 до +55 °С;

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).