

**ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ
ВНИИМС**

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора по
производственной метрологии
ФГУП «ВНИИМС»



Н. В. Иванникова

2016 г.

**Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии
ОАО «Тверской Вагоностроительный Завод»
Измерительные каналы. Методика поверки. МП 201-011-2016.**

Содержание

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	3
3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	4
4 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ	5
5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	5
6 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	5
7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	5
8 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	6
9 ОЦЕНКА ЗАЩИТЫ И ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПО	9
10 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	9
Приложение А (обязательное)	10
Перечень измерительных каналов АИИС КУЭ	10
Приложение Б (обязательное).....	12
Таблица Б 1 Лист регистрации изменений ИК АИИС КУЭ	12

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Тверской Вагоностроительный Завод», (далее – АИИС КУЭ), предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в приложении А.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Поверке подлежит каждый ИК АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596.

Первичную поверку систем выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа.

Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Периодичность поверки (межповерочный интервал) АИИС КУЭ - раз в 4 года.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с межповерочным интервалом, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС КУЭ не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, замены её измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что собственник АИИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае может быть оформлено дополнение к основному свидетельству о поверке системы с соответствующей отметкой в основном свидетельстве.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1. Подготовка к поверке	7	Да	Да
2. Внешний осмотр	8.1	Да	Да
3. Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	8.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	8.3	Да	Да
5. Проверка функционирования центрального компьютера АИИС КУЭ	8.5	Да	Да

Окончание таблицы 1

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
6. Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.6	Да	Да
7. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	8.7	Да	Да
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	8.8	Да	Да
9. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков	8.9	Да	Да
10. Проверка погрешности системного времени	8.10	Да	Да
11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.11	Да	Да
12. Оценка защиты и идентификация программного обеспечения	9	Да	Да
13. Оформление результатов поверки	10	Да	Да

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства измерений

Наименование
1. Термометр, диапазон измерений от минус 40 до +50 °С, пределы допускаемой погрешности ± 1 °С
2. Вольтамперфазометр, диапазон измерения (0-10) А
3. Средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»
4. Средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»
5. Средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»
6. Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы
7. Приемник сигналов точного времени (например радиоприемник, настроенный на радиостанцию, передающую сигналы точного времени или радиочасы МИР РЧ-01)
Примечание - Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.

4 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012, изучивших настоящую рекомендацию и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

4.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

4.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

4.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016 (РД 153-34.0-03.150), а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

5.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.2.007.7.

6 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

Условия поверки АИИС КУЭ должны соответствовать условиям ее эксплуатации, нормированным в технической документации, но не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

- 7.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:
- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
 - описание типа АИИС КУЭ;
 - свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
 - паспорта-протоколы на ИК;

- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке).

7.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НТД на средства поверки;
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

8 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

8.1 Внешний осмотр

8.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов, наличие поверительных пломб и клейм.

8.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

8.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в формуляре АИИС КУЭ.

8.1.4 Проверяют отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий.

8.2 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, УСПД. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

8.3 Проверка счетчиков электрической энергии

8.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Проверяют последовательность чередования фаз с помощью вольтамперфазометра. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

8.3.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

8.3.3 Проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью переносного компьютера. Преобразователь подключают к любому последовательному порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

8.3.4 Проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год). Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт.

8.4 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)

8.4.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

8.4.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном сервере АИИС КУЭ.

8.4.3 Проверяют защиту программного обеспечения на ЭВМ АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого запускают на выполнение программу сбора данных и в поле “пароль” вводят неправильный код. Проверку считают успешной, если при вводе неправильно-го пароля программа не разрешает продолжать работу.

8.4.4 Проверяют работу аппаратных ключей. Выключают компьютер и снимают аппаратную защиту (отсоединяют ключ от порта компьютера). Включают компьютер, загружают операционную систему и запускают программу. Проверку считают успешной, если получено сообщение об отсутствии «ключа защиты».

8.5 Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.5.1 Проверка функционирования мультиплексоров.

Проверяют функционирование мультиплексоров с помощью переносного компьютера, подключенного к мультиплексору (группе мультиплексора) через кабель RS232, и специальной программы. Мультиплексор (группа мультиплексоров) считают работоспособным, если все счетчики, подключенные к данному мультиплексору (группе), были опрошены.

8.5.2 Проверка функционирования модемов.

Проверяют функционирование модемов, используя коммуникационные возможности специальных программ. Модемы считаются исправными в составе комплекса, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков или УСПД.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

8.5.3 Проверка функционирования адаптеров интерфейса.

Подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО, используя кабель RS232. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

8.6 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 от $0,25 S_{НОМ}$ до $1,0 S_{НОМ}$.

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.

8.7 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока

Измеряют мощность нагрузки на вторичные цепи ТТ, которая должна находиться в диапазоне от $0,25 S_{НОМ}$. До $1,0 S_{НОМ}$.

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.

8.8 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.

8.9 Проверка погрешности системы обеспечения единого времени.

8.9.1 Проверка СОЕВ.

Включают радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов сервера, получающего сигналы точного времени от устройства синхронизации системного времени GPS-приемника. Расхождение показаний радиочасов с сервером не должно превышать указанного в описании типа.

8.9.2 Распечатывают журнал событий счетчика, сервера, выделив события, соответствующие сличению часов счетчика и сервера. Расхождение времени часов: счетчик - сервер в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать предела допускаемого расхождения, указанного в описании типа системы.

8.10 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), и памяти центрального сервера.

В момент проверки все технические средства, входящие в проверяемый ИК, должны быть включены.

8.10.1 На центральном компьютере (сервере) системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом за полные предшествующие дню проверки сутки по всем ИК. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устраненным отказом какого-либо компонента системы.

8.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в центральном сервере системы на тех интервалах времени, в течение которого была

нарушена связь.

8.10.3 Распечатывают на центральном компьютере (сервере) профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за те же сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных центрального сервера не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

8.10.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 8.10.3 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт считывают показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии и сравнивают эти данные (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов), с показаниями зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

9 ОЦЕНКА ЗАЩИТЫ И ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

9.1 Проводится проверка соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения указанных в описании типа:

- наименование программного обеспечения;
- идентификационное наименование программного обеспечения;
- номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения;
- цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода);
- алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения.

9.2 Идентификация ПО СИ реализуется следующими методами:

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

Результаты подтверждения соответствия программного обеспечения считаются положительными, если идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО и контрольная сумма (цифровой идентификатор программного обеспечения) соответствуют указанным в описании типа.


10 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

10.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Минпромторга от 02.07.2015 №1815. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке путем нанесения оттиска поверительного клейма с указанием года поверки и наклейки.


10.2 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга от 02.07.2015 №1815 с указанием причин.

Разработали:

Начальник отдела 201 ФГУП ВНИИМС

 И. М. Тронова

Инженер 2 кат. отдела 201 ФГУП «ВНИИМС»

 А.В. Лапин

Приложение А (обязательное)

Таблица А.1 Перечень измерительных каналов АИИС КУЭ

Наименование объекта и номер точки измерений по однолинейной схеме		Состав ИК				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС 110/6 кВ «Вагонзавод», ЗРУ-6 кВ 1 ВМ-6 Т-1, 1 с.ш. 6 кВ яч.4	ТЛШ-10 Кл.т 0,5S КТТ-2000/5 Зав. № 1904 Зав. № 1888	ЗНОЛ-06-6 Кл.т 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 6143 Зав. № 6207 Зав. № 5594	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т 0,5S/1 Зав. № 0611129508	SuperMicroS7000B/pro1U (S726R1Di), ПО «Пирамида 2000»	Активная	±1,1	±3,0
2	ПС 110/6 кВ «Вагонзавод», ЗРУ-6 кВ 2 ВМ-6 Т-1, 2 с.ш. 6 кВ яч.48	ТЛШ-10 Кл.т 0,5S КТТ-2000/5 Зав. № 1889 Зав. № 1886	ЗНОЛ-06-6 Кл.т 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 5353 Зав. № 5350 Зав. № 5352	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т 0,5S/1 Зав. № 0611129383				
3	ПС 110/6 кВ «Вагонзавод», ЗРУ-6 кВ 3 ВМ-6 Т-2, 3 с.ш. 6 кВ яч.21	ТЛШ-10 Кл.т 0,5S КТТ-2000/5 Зав. № 1885 Зав. № 1890	ЗНОЛ-06-6 Кл.т 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 5727 Зав. № 5810 Зав. № 5817	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т 0,5S/1 Зав. № 0611129450				
4	ПС 110/6 кВ «Вагонзавод», ЗРУ-6 кВ 4 ВМ-6 Т-2, 4 с.ш. 6 кВ яч.31	ТЛШ-10 Кл.т 0,5S КТТ-2000/5 Зав. № 1887 Зав. № 1884	ЗНОЛ-06-6 Кл.т 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 6023 Зав. № 6017 Зав. № 6024	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т 0,5S/1 Зав. № 0611129527				
5	ПС 110/6 кВ «Вагонзавод», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ яч.52	ТЛО-10 Кл.т 0,5S КТТ-600/5 Зав. № 6815 Зав. № 6814 Зав. № 6818	ЗНОЛ-06-6 Кл.т 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 5353 Зав. № 5350 Зав. № 5352	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т 0,5S/1 Зав. № 0611129541				
6	ПС 110/6 кВ «Вагонзавод», ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ яч.28	ТЛО-10 Кл.т 0,5S КТТ-600/5 Зав. № 6813 Зав. № 6816 Зав. № 6817	ЗНОЛ-06-6 Кл.т 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 6023 Зав. № 6017 Зав. № 6024	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т 0,5S/1 Зав. № 0611129494				

Продолжение таблицы А.1 Перечень измерительных каналов АИИС КУЭ

Наименование объекта и номер точки измерений по однолинейной схеме		Состав ИК				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
7	ПС 110/6 кВ «Вагонзавод», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ яч.43	ТЛО-10 Кл.т 0,5S Ктт-300/5 Зав. № 6809 Зав. № 6811 Зав. № 6808	ЗНОЛ-06-6 Кл.т 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 5353 Зав. № 5350 Зав. № 5352	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т 0,5S/1 Зав. № 0611129439	SuperMicroS7000B/pro 1U (S726R1Di), ПО «Пирамида 2000»	Активная	±1,1	±3,0	
8	ПС 110/6 кВ «Вагонзавод», ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ яч.16	ТЛО-10 Кл.т 0,5S Ктт-300/5 Зав. № 6810 Зав. № 6812 Зав. № 6807	ЗНОЛ-06-6 Кл.т 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 5727 Зав. № 5810 Зав. № 5817	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т 0,5S/1 Зав. № 0611129423		Реактивная	±2,7	±5,2	
9	ТП-37 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. Ф.5,6	ТШП-0,66-5 Кл.т. 0,5 Ктт-400/5 Зав. № 2073140 Зав.№ 2073128 Зав.№ 2073115	-	ПСЧ-4ТМ.05М.11 Кл.т 0,5S/1 Зав. № 0609091130		Активная Реактивная			
10	ТП-37 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. Ф.7	ТШП-0,66-5 Кл.т. 0,5 Ктт-400/5 Зав. № 2071818 Зав.№ 2072984 Зав.№ 2071804	-	ПСЧ-4ТМ.05М.11 Кл.т 0,5S/1 Зав. № 0610090940					
11	ТП-33 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 сш яч. ф.8	ТТЭ-30 Кл.т. 0,5 Ктт-300/5 Зав. № 13461 Зав. № 13463 Зав. № 13447	-	ПСЧ-4ТМ.05М.11 Кл.т 0,5S/1 Зав. № 0610091039				±1,0	±3,2
12	ТП-33 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 сш яч. ф.10	ТШП-0,66-5 Кл.т. 0,5 Ктт-300/5 Зав. № 2067219 Зав. № 2067215 Зав. № 2067220	-	ПСЧ-4ТМ.05М.11 Кл.т 0,5S/1 Зав. № 0610091046				±2,3	±5,4
13	ТП-33 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сш яч. ф.17	ТТЭ-30 Кл.т. 0,5 Ктт-300/5 Зав. № 13451 Зав. № 14709 Зав. № 13874	-	ПСЧ-4ТМ.05М.11 Кл.т 0,5S/1 Зав. № 0610091053					

