

ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР СТАНДАРТИЗАЦИИ,
МЕТРОЛОГИИ И ИСПЫТАНИЙ В КУРСКОЙ ОБЛАСТИ»
(ФБУ «Курский ЦСМ»)



УТВЕРЖДАЮ
Руководитель ГЦИ СИ
ФБУ «Курский ЦСМ»

В.В. Ермаков

«05» / 08 2016 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
АО «Транссервисэнерго» по группе объектов №1
Измерительные каналы.

Методика поверки

г.р. 65100-16

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	3
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 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	10
10 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	12
Приложение А	13
Приложение Б.....	27

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее – ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Транссервисэнерго» по группе объектов №1 (далее – АИИС КУЭ), предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «Транссервисэнерго», 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 АИИС КУЭ выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа.

Периодическую поверку АИИС КУЭ 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 АИИС КУЭ 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	8.4	Да	Да
6. Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.5	Да	Да

Продолжение таблицы 1

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
7. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	8.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	8.7	Да	Да
9. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков	8.8	Да	Да
10. Проверка погрешности часов компонентов АИИС КУЭ	8.9	Да	Да
11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.10	Да	Да
12. Проверка метрологических характеристик измерительных каналов АИИС КУЭ	8.11	Да	Да
13. Подтверждение соответствия программного обеспечения	9	Да	Да
14. 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 и вспомогательные устройства

№ п/п	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, радиочасы МИР РЧ-01)
Пр и м е ч а н и е - 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», «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок», 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 АИИС КУЭ (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, УСВ. 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».

8.4.5 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти сервера.

8.5 Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.5.1 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.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

8.5.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса.

Подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО, используя кабель RS-232. 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 (0,25-1,0) $S_{ном}$.

Измерение мощности нагрузки на вторичные цепи ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой 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 АИИС КУЭ. 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 (0,25-1,0) $S_{ном}$.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой 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 АИИС КУЭ. 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_n в проводной линии связи для каждой фазы по утвер-

жденному 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 АИИС КУЭ. 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 часов компонентов АИИС КУЭ.

8.9.1 Проверка показаний часов сервера.

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 NTP-сервера ФГУП «ВНИИФТРИ». Расхождение показаний радиочасов с часами сервера не должно превышать значения, указанного в описании типа системы. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

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

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) АИИС КУЭ 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 К или устранимым отказом какого-либо компонента АИИС КУЭ.

8.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами АИИС КУЭ. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти сервера 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) АИИС КУЭ 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 по-

казаниями, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) АИИС КУЭ. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

8.11 Проверка метрологических характеристик измерительных каналов АИИС КУЭ.

8.11.1 Расчетными методами проверяют правильность значений характеристик погрешности измерительных каналов АИИС КУЭ, указанных в проекте описания типа АИИС КУЭ для государственного реестра средств измерений.

8.11.2 Границы интервала основной погрешности измерительного канала (ИК) электроэнергии рассчитывают для вероятности $P=0,95$ для нормальных условий.

8.11.3 Границы интервала основной относительной погрешности ИК активной электроэнергии вычисляют по формуле (1):

$$\delta_{ИКОА} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta А}^2 + \delta_{л}^2 + \delta_{ос}^2} \quad (1)$$

где $\delta_{ИКОА}$ – границы интервала основной относительной погрешности ИК активной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{ТТ}$ – предел допускаемой относительной погрешности по амплитуде трансформатора тока (ТТ) в %;

$\delta_{ТН}$ – предел допускаемой относительной погрешности по амплитуде трансформатора напряжения (ТН) в %;

$\delta_{\theta А}$ – границы интервала относительной погрешности измерения активной электроэнергии обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в %;

$\delta_{л}$ – предел допускаемой относительной погрешности, обусловленной потерями напряжения в линии связи между ТН и счетчиком в %;

$\delta_{ос}$ – предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика электроэнергии в %.

Границы интервала суммарной абсолютной угловой погрешности θ в минутах и границы интервала относительной погрешности $\delta_{\theta А}$ в % определяются по формулам:

$$\theta = \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \quad (2)$$

$$\delta_{\theta А} = 0,029 \cdot \theta \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

где θ_I и θ_U – пределы допускаемых угловых погрешностей ТТ и ТН в минутах, соответственно;

φ – угол сдвига между векторами первичных тока и напряжения в градусах.

8.11.4 Границы интервала погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации рассчитывают для вероятности 0,95. В качестве рабочих условий используют данные, указанные в МИ 2999, либо предусмотренные технической документацией на систему.

8.11.5 Границы интервала относительной погрешности ИК активной электроэнергии в рабочих условиях вычисляют по формуле (4):

$$\delta_{ИКРА} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta А}^2 + \delta_{л}^2 + \delta_{ос}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{доп_i}^2} \quad (4)$$

где $\delta_{ИКРА}$ – границы интервала относительной погрешности ИК активной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{ТТ}, \delta_{ТН}, \delta_{\theta А}, \delta_{л}, \delta_{ос}$ – те же величины, что и в формуле 1;

$\delta_{доп_i}$ – предел относительной допускаемой дополнительной погрешности счетчика электроэнергии в рабочих условиях от i – ой влияющей величины;

m – общее число влияющих величин.

8.11.6 Границы интервала основной относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии вычисляются по формуле (5):

$$\delta_{ИК_{0, P}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta P}^2 + \delta_{Л}^2 + \delta_{ОС}^2} \quad (5)$$

где $\delta_{ИК_{0, P}}$ – границы интервала основной относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{\theta P}$ – границы интервала относительной погрешности измерения реактивной электроэнергии, обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в %;

$$\delta_{\theta P} = 0,029 \cdot \theta \cdot ctg\theta \quad (6)$$

Остальные величины в формулах (5) и (6) те же, что в формулах (1) и (3).

8.11.7 Границы интервала относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии в рабочих условиях вычисляются по формуле (7)

$$\delta_{ИК_{P, P}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta P}^2 + \delta_{Л}^2 + \delta_{ОС}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{доп, i}^2} \quad (7)$$

где все величины те же, что в формулах (1), (3), (4) и (6).

П р и м е ч а н и е - Формулы (1), (4), (5) и (7) даны для случая, когда отклонение внешних влияющих величин от нормальных значений вызывает дополнительные погрешности только у счетчика электроэнергии, а составляющими погрешности измерения электроэнергии, обусловленными погрешностью задания интервала времени интегрирования электрической мощности, погрешностью передачи информации по ГОСТ 4.199, погрешностью обработки данных, можно пренебречь.

9 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ 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 Проверка выполняется в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» и ГОСТ Р 8.654-2015 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

9.2.1 Проверка документации в части программного обеспечения.

На испытания представляется документация на программное обеспечение: Руководство пользователя. Представленная техническая документация должна соответствовать ГОСТ Р 8.654-2015 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

9.2.2 Проверка идентификации программного обеспечения АИИС КУЭ

Убедиться, что идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения соответствует заявленным (наименование ПО и его версия определяются после загрузки ПО в разделе «справка»).

Результат испытаний считать положительным, если Идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения соответствует заявленному.

9.2.3 Проверка цифрового идентификатора программного обеспечения

На выделенных модулях ПО проверить Цифровые идентификаторы (например, с помощью программы Unreal Commander или FSUMM). Алгоритм вычисления цифрового идентификатора - MD5. Контрольные суммы исполняемого кода предоставляются Заказчиком на каждый выделяемый модуль ПО.

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на ИВК (сервере), где установлено ПО «АльфаЦЕНТР». Запустить менеджер файлов, позволяющий производить хэширование файлов или специализированное ПО, предоставляемое разработчиком. В менеджере файлов, необходимо открыть каталог и выделить файлы, указанные в проекте описания типа на АИИС КУЭ. Далее, запустив соответствующую программу, просчитать хэш. Получившиеся файлы в количестве, соответствующем выделенным файлам, содержат код MD5 в текстовом формате. Наименование файла MD5 строго соответствует наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

Сведения об идентификационных данных (признаках) ПО СИ и методах его идентификации вносят в протокол испытаний в виде, представленном в таблице 3.

Таблица 3 – Форма для внесения сведений об идентификационных данных ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	
Цифровой идентификатор ПО	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице А.1 нормированы с учетом ПО.

9.2.4 Проверка уровня защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений.

9.2.4.1 Проверку уровня защиты ПО СИ от непреднамеренных и преднамеренных изменений (уровни низкий, средний, высокий) проводят на основании результатов исследований ПО СИ, выполненных по пп. 9.2.2-9.2.3, при этом учитывают необходимость применения специальных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений (см. таблицу 4).

Таблица 4 - Уровни защиты ПО СИ

Уровень защиты ПО СИ от непреднамеренных и преднамеренных изменений	Описание
низкий	Не требуется специальных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений.
средний	Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные недостаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.
высокий	Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

9.2.4.2 Проверка защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от случайных или непреднамеренных изменений.

- на основе анализа документации определяется наличие (отсутствие) средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от изменения или удаления в случае возникновения непредсказуемых физических воздействий (например, наличие энергонезависимой памяти для хранения измеренных данных);

- на основе функциональных проверок, имитирующих непредсказуемые физические воздействия, убеждаются в действии средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от изменения или удаления в случае возникновения непредсказуемых физических воздействий;

- на основе анализа документации и проведения функциональных проверок, имитирующих различного рода ошибки или иные изменения случайного или непреднамеренного характера, проверяется их обнаружение и фиксация в журнале(ах) событий.

9.2.4.3 Проверка защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений.

- проверка наличия специальных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений;

- проверка фиксации в журнале событий действий, связанных с обновлением (загрузкой) метрологически значимой части ПО СИ, изменением или удалением измеренных данных в памяти СИ, изменением параметров ПО СИ, участвующих в вычислениях и влияющих на результат измерений;

- проведение функциональных проверок, имитирующих наступление событий, подлежащих обнаружению и фиксации в журнале событий ПО СИ;

- проверка невозможности искажения либо несанкционированного удаления данных журнала событий без нарушения защиты иных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений;

- проверка соответствия полномочий пользователей, имеющих различные права доступа к функциям метрологически значимой части ПО СИ и измеренным данным;

- проверка наличия в конструкции СИ обеспечения защиты запоминающего устройства от несанкционированной замены.

9.2.4.4 Сведения о защите метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от случайных или непреднамеренных изменений, о защите метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений, и об уровне защиты ПО СИ от непреднамеренных и преднамеренных изменений вносят в протокол испытаний.

На ИВК распечатывают данные по любому измерительному каналу за предыдущие сутки, выключают ИВК. Через 5 мин включают ИВК, распечатывают данные по этому же каналу за предыдущие сутки и сравнивают с ранее распечатанными данными, при этом данные должны быть идентичны.

На ИВК производят попытку удаления любого файла, вносимого в таблицу 3, при этом на экран монитора ИВК должно выдаваться сообщение о невозможности удаления файла.

9.2.4.5 Проверка уровня защиты ПО АИИС КУЭ от преднамеренных изменений:

- на ИВК производят попытку введения заведомо неверного пароля, при этом на экран ИВК должно выдаваться сообщение о невозможности доступа к программе;

- на ИВК производят копирование программ, вносимых в таблицу 3. С помощью редактора искажают содержимое 2-4 байта скопированных файлов, рассчитывают новое значение контрольных сумм измененных файлов, которое должно отличаться от внесенных в таблицу 3;

- на ИВК производят попытку замены файла на модифицированный, при этом на экран ИВК должно выдаваться сообщение о невозможности замены файла.

Результат проверки считается положительным, если выполняются требования настоящего пункта.

10 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

10.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Министерства промышленности и торговли РФ от 02 июля 2015г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

10.2 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Министерства промышленности и торговли РФ от 02 июля 2015г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин.

Разработал:
Инженер по метрологии
ФБУ «Курский ЦСМ»



Ю.В. Кащеев

Приложение А
(обязательное)

Таблица А.1 — Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Пределы до- пускаемой ос- новной относи- тельной по- грешности, (±δ) %	Пределы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «ТД Меланж-Текстиль»								
1	ТП-4 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансфор- матора Т-10	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ А49689 Зав.№ А49687 Зав.№ А49692	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0610102581		Активная	1,0	3,0
						Реактивная	2,1	5,8
2	ТП-4 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансфор- матора Т-20	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ А49651 Зав.№ А49681 Зав.№ А49657	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0610102595	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная	1,0	3,0
						Реактивная	2,1	5,8
3	ТП-4 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, фидер №27	ТТИ-А Кл.т. 0,5 50/5 Зав.№ А0550 Зав.№ А0567 Зав.№ А0548	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0610102548		Активная	1,0	3,0
						Реактивная	2,1	5,8

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ТП-6 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-21	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ А49648 Зав.№ А49658 Зав.№ А49654	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0610102576	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная	1,0	3,0
						Реактивная	2,1	5,8
5	ТП-6 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-11	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ А49678 Зав.№ А49656 Зав.№ А49680	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0610102553		Активная	1,0	3,0
						Реактивная	2,1	5,8
6	ТП-6 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, фидер №14	ТТИ-А Кл.т. 0,5 250/5 Зав.№ 043751 Зав.№ G20160 Зав.№ G20125	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0610102541		Активная	1,0	3,0
					Реактивная	2,1	5,8	
7	ТП-6 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, фидер №22	ТТИ-А Кл.т. 0,5 250/5 Зав.№ 043725 Зав.№ G20142 Зав.№ G20113	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0610102567	Активная	1,0	3,0	
					Реактивная	2,1	5,8	
8	ТП-6 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, фидер №37	ТТИ-А Кл.т. 0,5 50/5 Зав.№ А0568 Зав.№ А0569 Зав.№ А0571	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0610102584	Активная	1,0	3,0	
					Реактивная	2,1	5,8	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ТП-14 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-41	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ А49675 Зав.№ А49504 Зав.№ А49664	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0610102621	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная	1,0	3,0
						Реактивная	2,1	5,8
10	ТП-14 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-42	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ А49667 Зав.№ А49679 Зав.№ А49676	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0606100931		Активная	1,0	3,0
						Реактивная	2,1	5,8
11	ТП-15 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-46	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ А49663 Зав.№ А49668 Зав.№ А49690	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0606100806		Активная	1,0	3,0
					Реактивная	2,1	5,8	
12	ТП-15 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-47	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ А49684 Зав.№ А49691 Зав.№ А49674	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0610102473	Активная	1,0	3,0	
					Реактивная	2,1	5,8	
13	ТП-15 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, фидер №13	ТТИ-А Кл.т. 0,5 200/5 Зав.№ Y12784 Зав.№ Y12781 Зав.№ Y12842	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0610102494	Активная	1,0	3,0	
					Реактивная	2,1	5,8	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ТП-16 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-55	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ А49510 Зав.№ А49652 Зав.№ А49645	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0606101009	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная	1,0	3,0
						Реактивная	2,1	5,8
15	ТП-16 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-54	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ А49647 Зав.№ А49653 Зав.№ А49686	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0606101030		Активная	1,0	3,0
						Реактивная	2,1	5,8
16	ТП-17 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-57	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ А49659 Зав.№ А49655 Зав.№ А49649	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0606100729		Активная	1,0	3,0
					Реактивная	2,1	5,8	
17	ТП-17 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-56	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ А49650 Зав.№ А49688 Зав.№ А49677	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0606100860	Активная	1,0	3,0	
					Реактивная	2,1	5,8	
18	ТП-18 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-51	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ А49666 Зав.№ А49682 Зав.№ А49660	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0610102639	Активная	1,0	3,0	
					Реактивная	2,1	5,8	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ТП-18 (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансфор- матора Т-50	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав.№ А49683 Зав.№ А49685 Зав.№ А49646	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0606100554	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная Реактивная	1,0 2,1	3,0 5,8
ОАО «Ивхимпром»								
20	ПС «Ивановская- 4» (110/35/6 кВ), РУ-6 кВ, III с.ш. 6 кВ, ячейка ф. № 649	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав.№ 06196 Зав.№ 06178	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 7613	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0811111712	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная Реактивная	1,0 2,1	3,0 5,8
21	ПС «Ивановская- 4» (110/35/6 кВ), РУ-6 кВ, IV с.ш. 6 кВ, ячейка ф. № 670	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав.№ 00217 Зав.№ 00917	НТМИ-6-66У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 37	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0811111313		Активная Реактивная	1,0 2,1	3,0 5,8
22	ПС «Ивановская- 2» (110/35/6 кВ), РУ-6 кВ, II с.ш., ячейка ф. № 608	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав.№ 8923 Зав.№ 8910	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 900	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0811111440		Активная Реактивная	1,0 2,1	3,0 5,8
23	ПС «Ивановская- 2» (110/35/6 кВ), РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, ячейка ф. № 608, присоеди- ние КЛ-6кВ ОАО "Риат"	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав.№ 57935 Зав.№ 35844	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ 900	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0811111697		Активная Реактивная	1,0 2,1	3,0 5,8

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ТП-5 (6/0,4 кВ) ОАО "Ивхим-пром", РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, ячейка №2	ТОЛ-10-1-1У2 Кл.т. 0,5 100/5 Зав.№ 29146 Зав.№ 29141 Зав.№ 29144	ЗНОЛП-6У2 Кл.т. 0,5 6000√3/100√3 Зав.№ 1001598 Зав.№ 1001601 Зав.№ 1001677	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0607113283		Активная Реактивная	1,0 2,1	3,0 5,8
25	ТП-5 (6/0,4 кВ) ОАО "Ивхим-пром", РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, ячейка №4	ТОЛ-10-1-1У2 Кл.т. 0,5 100/5 Зав.№ 29136 Зав.№ 29135 Зав.№ 29142	ЗНОЛП-6У2 Кл.т. 0,5 6000√3/100√3 Зав.№ 1001397 Зав.№ 1001574 Зав.№ 1001277	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0607113318	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная Реактивная	1,0 2,1	3,0 5,8
26	Щит учета ЩУ-1 ПАО «МТС»	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл.т. 1,0/2,0 Зав.№ 0709110098		Активная Реактивная	1,1 2,2	3,6 7,1
ОАО «Птицефабрика Калужская»								
27	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ, РУ-10 кВ, 1СкШ 10 кВ, яч. фид.№1	ТЛМ-10 Кл.т.0,5 400/5 Зав.№ 63117 Зав.№ 4315	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 4586	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0805102517	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная Реактивная	1,2 2,5	3,4 5,9
28	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ, РУ-10 кВ, 1СкШ 10 кВ, яч. фид.№5	ТЛМ-10 Кл.т.0,5 300/5 Зав.№ 7451 Зав.№ 7459	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 4586	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0805102376		Активная Реактивная	1,2 2,5	3,4 5,9

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ, РУ-10 кВ, 1СкШ 10 кВ, яч. фид.№7	ТЛМ-10 Кл.т.0,5 600/5 Зав.№ 1029 Зав.№ 1037	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 4586	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0805101920	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная	1,2	3,4
						Реактивная	2,5	5,9
30	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ, РУ-10 кВ, 1СкШ 10 кВ, яч. фид.№9	ТЛМ-10 Кл.т.0,5 400/5 Зав.№ 1193 Зав.№ 1192	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 4586	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0805102440		Активная	1,2	3,4
						Реактивная	2,5	5,9
31	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ, РУ-10 кВ, 2СкШ 10 кВ, яч. фид.№10	ТЛМ-10 Кл.т.0,5 300/5 Зав.№ 4873 Зав.№ 6170	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 1144	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0805101628		Активная	1,2	3,4
					Реактивная	2,5	5,9	
32	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ, РУ-10 кВ, 2СкШ 10 кВ, яч. фид.№8	ТЛМ-10 Кл.т.0,5 300/5 Зав.№ 6794 Зав.№ 0317	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 1144	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0805102384	Активная	1,2	3,4	
					Реактивная	2,5	5,9	
33	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ, РУ-10 кВ, 2СкШ 10 кВ, яч. фид.№6	ТЛМ-10 Кл.т.0,5 400/5 Зав.№ 5124 Зав.№ 9672	НТМИ-10-66 У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 1144	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0805101614	Активная	1,2	3,4	
					Реактивная	2,5	5,9	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
34	ПС-343 "Копытцево" 110/10 кВ, РУ-10 кВ, 2СкШ 10 кВ, яч. фид.№2	ТЛМ-10 Кл.т.0,5 200/5 Зав.№ 1542 Зав.№ 4745	НТМИ-10-66 УЗ Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 1144	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0805102503	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная	1,2	3,4
						Реактивная	2,5	5,9
35	МТП №345 "КНС-2", РУ-0,4 кВ, ввод 0,4кВ трансформатора Т-1	ТТИ-А Кл.т.0,5 200/5 Зав.№ Y6384 Зав.№ Y6392 Зав.№ Y6390	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0603111507		Активная	1,0	3,0
						Реактивная	2,1	5,8
36	ТП "Водозабор Угра" 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-1	ТТИ-А Кл.т.0,5 600/5 Зав.№ А18008 Зав.№ А18024 Зав.№ А18023	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0605111338	Активная	1,0	3,0	
					Реактивная	2,1	5,8	
37	ТП "Водозабор Угра" 6/0,4кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ трансформатора Т-2	ТТИ-А Кл.т.0,5 600/5 Зав.№ А18016 Зав.№ А18019 Зав.№ А18020	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0605111324	Активная	1,0	3,0	
					Реактивная	2,1	5,8	
ООО «ПП Красный Октябрь»								
38	ПС "Красный Октябрь" (35/10 кВ), КРУН-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, ячейка №2	ТПЛ-10 Кл.т.0,5 100/5 Зав.№ 54261 Зав.№ 54316	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 3032 Зав.№ 5825	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 05311407	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная	1,2	3,4
						Реактивная	2,5	5,9

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
39	ПС "Красный Октябрь" (35/10 кВ), КРУН-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, ячейка №3	ТПЛ-10 Кл.т.0,5 100/5 Зав.№ 53804 Зав.№ 53797	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 3032 Зав.№ 5825	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 04498849	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная	1,2	3,4
						Реактивная	2,5	5,9
40	ПС "Красный Октябрь" (35/10 кВ), КРУН-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, ячейка №5	ТПЛ-10 Кл.т.0,5 200/5 Зав.№ 5976 Зав.№ 1316	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 3032 Зав.№ 5825	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 04498840		Активная	1,2	3,4
						Реактивная	2,5	5,9
41	ПС "Красный Октябрь" (35/10 кВ), КРУН-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, ячейка №6	ТПЛ-10 Кл.т.0,5 100/5 Зав.№ 54632 Зав.№ 58735	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 3032 Зав.№ 5825	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 04498831		Активная	1,2	3,4
					Реактивная	2,5	5,9	
42	ПС "Красный Октябрь" (35/10 кВ), КРУН-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, ячейка №9	ТПЛ-10 Кл.т.0,5 100/5 Зав.№ 24492 Зав.№ 5662	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 3032 Зав.№ 5825	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 04498848	Активная	1,2	3,4	
					Реактивная	2,5	5,9	
43	ПС "Красный Октябрь" (35/10 кВ), КРУН-10 кВ, III с.ш. 10 кВ, ячейка №17	ТПЛ-10 Кл.т.0,5 100/5 Зав.№ 54337 Зав.№ 54443	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 3032 Зав.№ 5825	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 04498854	Активная	1,2	3,4	
					Реактивная	2,5	5,9	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
44	ПС "Красный Октябрь" (35/10 кВ), КРУН-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, ячейка №21	ТВЛМ-10 Кл.т.0,5 150/5 Зав.№ 88472 Зав.№ 69277	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 3032 Зав.№ 5825	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 04498856	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная	1,2	3,4
						Реактивная	2,5	5,9
45	ПС "Красный Октябрь" (35/10 кВ), КРУН-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, ячейка №24	ТПЛ-10 Кл.т.0,5 100/5 Зав.№ 2062 Зав.№ 2089	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 3032 Зав.№ 5825	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 04498834		Активная	1,2	3,4
						Реактивная	2,5	5,9
46	ПС "Красный Октябрь" (35/10 кВ), КРУН-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, ячейка №25	ТВЛМ-10 Кл.т.0,5 200/5 Зав.№ 83476 Зав.№ 80517	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 3032 Зав.№ 5825	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 04498916		Активная	1,2	3,4
					Реактивная	2,5	5,9	
47	ПС "Красный Октябрь" (35/10 кВ), КРУН-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, ячейка №29	ТПЛ-10 Кл.т.0,5 100/5 Зав.№ б/н Зав.№ б/н	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 3032 Зав.№ 5825	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 05311441	Активная	1,2	3,4	
					Реактивная	2,5	5,9	
48	ПС "Красный Октябрь" (35/10 кВ), КРУН-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, ячейка №30	ТПЛ-10 Кл.т.0,5 100/5 Зав.№ 8420 Зав.№ 54203	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 3032 Зав.№ 5825	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 04498846	Активная	1,2	3,4	
					Реактивная	2,5	5,9	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
49	ПС "Красный Октябрь" (35/10 кВ), КРУН-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, ячейка №31	ТПЛ-10 Кл.т.0,5 100/5 Зав.№ 54374 Зав.№ 54500	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 3032 Зав.№ 5825	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 04498837	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная	1,2	3,4
						Реактивная	2,5	5,9
50	ЩУ-0,4 кВ ООО "РОСС-ПРОФИТ"	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл.т. 1,0/2,0 Зав.№ 05347012		Активная	1,1	3,5
						Реактивная	2,2	7,0
51	ЩУЭ, ввод 0,4 кВ трансформатора ТС-1 (0,5/0,38 кВ)	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIGDN Кл.т. 1,0/2,0 Зав.№ 07975489		Активная	1,1	3,6
					Реактивная	2,2	7,1	
52	ПС-5 (10/0,4 кВ), РЩ-5 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Ф. №5 ООО НТЦ «Керамика»	ТТИ-А Кл.т.0,5 100/5 Зав.№ Н3351 Зав.№ Н4732 Зав.№ Н4736	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 07955167	Активная	1,0	3,0	
					Реактивная	2,1	5,8	
53	ПС-5 (10/0,4 кВ), РЩ-5 0,4 кВ, КВЛ-0,4 кВ Ф. №13 ОАО «Вичугская городская электросеть»	ТТИ-А Кл.т.0,5 100/5 Зав.№ V0271 Зав.№ V4902 Зав.№ Y3200	-	Меркурий 230 ART-03 PQCSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 05270083	Активная	1,0	3,0	
					Реактивная	2,1	5,8	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
54	ЩУ-0,4 кВ ООО НТЦ «Керамика»	ТТИ-А Кл.т.0,5 200/5 Зав.№ F23493 Зав.№ F23486 Зав.№ F23497	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 09265378	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная Реактивная	1,0 2,1	3,0 5,8
ОАО «Московская шерстопрядильная фабрика»								
55	РП-10 кВ ОАО «МШФ», РУ-10 кВ, 1 сек.ш. 10 кВ, Яч. №5	ТПОЛ-10 Кл.т.0,5 200/5 Зав.№ 3898 Зав.№ 3923	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000√3/100√3 Зав.№ 6799 Зав.№ 7011 Зав.№ 6797	Меркурий 230 ART-00 PCGIN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 00421361	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная Реактивная	1,2 2,5	3,4 5,9
56	РП-10 кВ ОАО «МШФ», РУ-10 кВ, 2 сек.ш. 10 кВ, Яч. №6	ТПОЛ-10 Кл.т.0,5 200/5 Зав.№ 3547 Зав.№ 3575	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000√3/100√3 Зав.№ 1398 Зав.№ 2015 Зав.№ 1485	Меркурий 230 ART-00 PCGIN Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 00421379		Активная Реактивная	1,2 2,5	3,4 5,9
ООО «Ивмолокопродукт»								
57	ПС 35/10 кВ ООО «Электро- снаб-2010», ЗРУ- 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч. №21	ТПЛ-10 Кл.т.0,5 100/5 Зав.№ 5411 Зав.№ 16861	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 1409	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0812122182	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,8
58	ПС 35/10 кВ ООО «Электро- снаб-2010», ЗРУ- 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч. №10	ТПЛ-10 Кл.т.0,5 100/5 Зав.№ 25730 Зав.№ 61655	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 3337	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0805101357		Активная Реактивная	1,2 2,5	3,4 5,9

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
59	ТП-2 10/0,4 кВ ООО «Ивмоло- копродукт», РУ- 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, Яч. №5	ТТИ-А Кл.т.0,5 300/5 Зав.№ К5036 Зав.№ К5032 Зав.№ К4921	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0608113352	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная	1,0	3,0
						Реактивная	2,1	5,8
60	ТП-2 10/0,4 кВ ООО «Ивмоло- копродукт», РУ- 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч. №14	ТПЛ-10 Кл.т.0,5 200/5 Зав.№ 60124 Зав.№ 58241	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 1215	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0602110575		Активная	1,2	3,4
						Реактивная	2,5	5,9
ЗАО «Фамадар Картона Лимитед»								
61	ПС 110/10 кВ «Т- 26», ЗРУ-10кВ, 1 с.ш. 10кВ, яч. КЛ-10 кВ №268	ТОЛ-10 Кл.т.0,5 400/5 Зав.№ 11459 Зав.№ 15865	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 1103	А1805RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1.0 Зав.№ 01171392	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная	1,2	3,4
						Реактивная	2,5	5,7
62	ПС 110/10 кВ «Т- 26», ЗРУ-10кВ, 2 с.ш. 10кВ, яч. КЛ-10 кВ №2619	ТПЛ-10-У3 Кл.т.0,5 400/5 Зав.№ 31199 Зав.№ 75058	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав.№ 3182	А1805RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1.0 Зав.№ 01171387		Активная	1,2	3,4
						Реактивная	2,5	5,7
ООО «Монолит»								
63	ГПП 110/6 кВ «Газоочистка», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Яч. КЛ-6 кВ Ф №11	ТПЛ-10 Кл.т.0,5 150/5 Зав.№4246 Зав.№7430	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ ВТУ	А1802RALX- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01176996	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная	1,1	3,0
						Реактивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
64	ГПП 110/6 кВ «Газоочистка», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Яч. КЛ-6 кВ Ф №45	ТПЛ-10 Кл.т.0,5 150/5 Зав.№5520 Зав.№4462	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав.№ ДКХРХ	A1802RALX- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 01171980	HP Proliant DL160 Gen8 E5-2603 Зав.№ CZJ3070LRY	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7