

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

2015 г.



**Системы автоматизированные измерения и
учёта электроэнергии и энергоресурсов «ИЦ ЭАК»
(АСКУЭР «ИЦ ЭАК»)**

Методика поверки

МП

Москва
2014

Содержание

1 Область применения.....	3
2 Нормативные ссылки	3
3 Операции поверки	5
4 Средства поверки.....	6
5 Требования к безопасности и квалификации поверителей	6
6 Условия поверки	6
7 Подготовка к проведению поверки.....	7
8 Проведение поверки.....	9
9 Оформление результатов поверки	13
Приложение А.....	14
Приложение Б.....	17

1 Область применения

Настоящая методика поверки (далее по тексту - МП) распространяется на системы автоматизированные измерения и учёта электроэнергии и энергоресурсов «ИЦ ЭАК» (далее АСКУЭР «ИЦ ЭАК») и устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки.

АСКУЭР «ИЦ ЭАК» предназначена для комплексного измерения, учёта, сбора, накопления, хранения, обработки и отображения данных о количестве отпущенной, распределённой и потреблённой электрической энергии (мощности), тепловой энергии, объема холодной и горячей воды в точках учёта.

Замену отдельных технических компонентов допускается проводить без проведения поверки измерительных каналов (ИК), если устанавливаемые компоненты поверены и их метрологические характеристики (далее МХ) не хуже заменяемых.

Межповерочный интервал - 4 года.

2 Нормативные ссылки

В настоящей методике поверки использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 12.2.007.0-75 (2001) Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.2.007.3-75 Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности.

ПР 50.2.006-94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения поверки средств измерений.

ПР 50.2.012-94 ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений.

ППБ-С. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

ПОТ РМ-016-2001 (РД 153-34.0-03.150-00) Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

МИ 3000-2006 Типовая методика поверки.

МИ 3195-2009. «Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей».

МИ 3196-2009. «Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей».

МС 74094123.003-06. Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации при выводе трансформатора напряжения из работы.

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

Примечание – При использовании настоящей методики поверки целесообразно проверить действие ссылочных нормативных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указате-

лю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящей рекомендацией следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяют в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта МП	Обязательность проведения операции при:	
		первичной поверке	периодической поверке
1. Подготовка к проведению поверки	7	Да	Да
2. Внешний осмотр	8.1	Да	Да
3. Проверка измерительных компонентов АСКУЭР	8.2	Да	Да
3.1. Проверка наличия действующих свидетельств о поверке	8.2.1	Да	Да
3.2. Проверка счетчиков электрической энергии	8.2.2	Да	Да
3.3. Проверка счетчиков воды и теплосчетчиков	8.2.3	Да	Да
3.4. Проверка УСПД, контроллеров, концентраторов данных, счетчиков импульсов	8.2.4	Да	Да
3.5. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	8.2.5	Да	Да
3.6. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	8.2.6	Да	Да
3.7. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	8.2.7	Да	Да
4. Проверка синхронизации времени сервера ИВК с тайм-сервером ГСВЧ РФ (приемником сигналов точного времени)	8.3	Да	Да
5. Проверка работоспособности каналов передачи данных	8.4	Да	Да
6. Проверка функционирования ПО АСКУЭР «ИЦ ЭАК»	8.5	Да	Да
7. Оформление результатов поверки	9	Да	Да

4 Средства поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты, входящие в состав АСКУЭР «ИЦ ЭАК», а также приведенные в таблице 2.

Таблица 2 - Средства поверки

№ п/п	Наименование оборудования	Технические характеристики
1	Вольтамперфазометр	Диапазон измерений тока от 0 до 10 А, погрешность $\pm 1,5\%$ Диапазон измерений напряжения – 0-1000 В, погрешность $\pm 1,5\%$ Диапазон измерения коэффициента мощности 0,5e-1-0,5и, погрешность $\pm 3\%$
2	Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь	ПО NES (Networked Energy Services), ПО АИИС КУЭР RDM, другие ПО для работы со счетчиками энергоресурсов и УСПД
3	Радиочасы «МИР РЧ-01»	предел допустимой погрешности ± 1 мкс
4	Термометр	Диапазон измерений от минус 40 до $+50^{\circ}\text{C}$, пределы допускаемой погрешности $\pm 1^{\circ}\text{C}$
5	Гигрометр психрометрический ВИТ-1	предел относительной влажности от 30 % до 80 %
6	Барометр-анероид БАММ-1	предел измерения давления от 84 кПа до 107 кПа

4.2 При поверке измерительных компонентов используют поверочное оборудование, приведенное в методиках поверки на эти измерительные компоненты.

5 Требования к безопасности и квалификации поверителей

К проведению поверки АСКУЭР «ИЦ ЭАК» допускают поверителей, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012-94, изучивших настоящую рекомендацию и руководство по эксплуатации на АСКУЭР «ИЦ ЭАК», имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока и напряжения, входящих в состав АСКУЭР «ИЦ ЭАК», осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документы МИ 3195-2009. «Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей» и МИ 3196-2009. «Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей», прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанными документами. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удо-

стоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АСКУЭР «ИЦ ЭАК», осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МС 74094123.003-06. «Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации при выводе трансформатора напряжения из работы» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом.

При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ППБ-С «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок», утвержденными приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г № 328Н, а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

Средства поверки должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.3-75.

6 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают следующие условия:

- | | |
|------------------------------------|-------------|
| - температура окружающей среды, °С | 20 ± 10; |
| - относительная влажность, % | 30...80; |
| - атмосферное давление, кПа | 84...106,7. |

7 Подготовка к проведению поверки

Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АСКУЭР «ИЦ ЭАК» АУВП.411711.АБП.001.01.РЭ;
- формуляр АСКУЭР «ИЦ ЭАК» АУВП.411711.АБП.001.01.ФО;
- описание типа АСКУЭР «ИЦ ЭАК»;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на измерительные каналы электрической энергии, согласованные с органами Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (ФАТРИМ) по форме Приложения Б;
- рабочие журналы АСКУЭР «ИЦ ЭАК» с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке, при их наличии).

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии и других ресурсов, концентраторов дан-

ных/устройств сбора и передачи данных (УСПД), отключению в необходимых случаях средств измерений от штатной схемы; по размещению средств поверки;

- проводят организационно-технические 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

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

Проверяют размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий, подключения счетчиков воды и тепла по проектной документации на АСКУЭР «ИЦ ЭАК».

Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в формуляре АСКУЭР «ИЦ ЭАК».

Проверяют отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий, наличие ржавчины и протечек в местах присоединения водосчетчиков и расходомеров, теплосчетчиков.

8.2 Проверка измерительных компонентов АСКУЭР «ИЦ ЭАК»

8.2.1 Проверка наличия действующих свидетельств о поверке

На момент поверки системы все свидетельства о поверке (отметки в паспортах) измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, счетчиков воды, теплосчетчиков, а также УСПД, контроллеров и счетчиков импульсов должны быть с действующими сроками межповерочного интервала.

8.2.2 Проверка счетчиков электрической энергии

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.

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

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.

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

8.2.3 Проверка счетчиков воды, теплосчетчиков

Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и ресурсоснабжающих организаций (либо эксплуатирующей организации) на водосчетчике, (преобразователе расхода), у теплосчетчика – на расходомерах и тепловычислителе. Проверяют отсутствие внешних воздействующих на работу счетчика предметов (магнитов, электронных устройств и т.п.). При нарушении – отсутствии пломб проверяется функционирование счетчика (тепловычислителя) в соответствии с руководством по эксплуатации данного устройства и принимается решение о проведении внеочередной поверки.

8.2.4 Проверка УСПД, контроллеров, концентраторов данных, счетчиков импульсов.

Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и ресурсоснабжающих организаций либо эксплуатирующей (монтажной) организации на УСПД (контроллере, счетчике импульсов). На концентраторе данных проверяется наличие пломбы эксплуатирующей (монтажной) организации. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность и качество подсоединения устройств.

Проверяют правильность функционирования УСПД (контроллера, счетчика импульсов, концентратора данных) в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения, установленного на переносной компьютер. Проверка считается успешной, если все подсоединенные к УСПД, концентратору данных, контроллеру, счетчику импульсов счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках или индикации обрыва связи.

Проверяют программную защиту УСПД (концентратора данных, контроллера) от несанкционированного доступа.

Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, если они должны храниться в памяти УСПД (концентратора данных, контроллера).

8.2.5 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения (ТН)

Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

При проверке мощности нагрузки вторичных цепей 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 вторичных цепей ТН проводят в соответствии с МИ 3195-2009. «Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей».

Примечания

1. Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей 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 под-

тверждает 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.

8.2.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока (ТТ)

Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне $(0,25-1,0) S_{ном}$

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с МИ 3196-2009. «Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей».

Примечания

1. Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей 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.

8.2.7 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком

Измеряют падение напряжения $U_{л}$ в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу МС 74094123.003-06 «Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации при выводе трансформатора напряжения из работы». 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.

8.3 Проверка синхронизации времени сервера ИВК с тайм-сервером ГСВЧ РФ (приемником сигналов точного времени).

Проверка синхронизации времени сервера информационно-вычислительного комплекса (ИВК) с тайм-сервером ГСВЧ РФ проводится по алгоритму:

- сравнить значение показания времени радиочасов «МИР РЧ-01» со значением показания времени сервера ИВК и убедиться, что показания времени не хуже ± 5 с/сут;
- на сервере ИВК перевести значение времени на 1 час вперед от текущего значения времени (*Значение 1*). Значение показания времени заносится в Протокол поверки АСКУЭР «ИЦ ЭАК»;
- на сервере ИВК запустить команду синхронизации времени с тайм-сервера Государственной службы времени и частоты Российской Федерации (ГСВЧ РФ) (приемником сигналов точного времени). Значение показания времени (*Значение 2*) заносится в Протокол поверки АСКУЭР «ИЦ ЭАК»;
- сравниваются показание *Значения 2* со значением времени радиочасов «МИР РЧ-01».

Результат проверки синхронизации времени сервера ИВК с тайм-сервером (ГСВЧ РФ)/приемником сигналов точного времени считается положительным, если *Значение 2* отличается не более чем ± 5 с/сут. от значения времени радиочасов «МИР РЧ-01».

8.4 Проверка работоспособности каналов передачи данных

Проверке подлежит каждый канал передачи данных от счётчиков электрической энергии, воды и тепла из состава системы – ПО «АИИС КУЭР RDM».

Проверка работоспособности каналов передачи данных заключается в проверке соответствия показаний контрольного счётчика (электроэнергии, объема воды или количества тепла) и значений измерений, поступивших в ПО «АИИС КУЭР RDM».

Сравнивают показания контрольного счётчика (электроэнергии, объема воды или количества тепла) и результатов измерений, поступивших в ПО «АИИС КУЭР RDM».

В качестве контрольного счетчика принимается один из счетчиков, подключенных по проводному интерфейсу к УСПД, контроллеру, концентратору данных или имеющих с ними связь по радиоканалу, каналу PLC. При количестве счетчиков 10 и более в качестве контрольного принимается каждый десятый.

Проверка работоспособности каналов передачи данных для счетчиков с интерфейсом M-Bus проводится в соответствии с алгоритмом:

- в ПО «АИИС КУЭР RDM»; формируется команда на считывание показаний измеренного значения контрольного счетчика;
- снимается показание фиксированного значения с дисплея контрольного счётчика и заносится в Протокол поверки ИС;
- снимается показание значения счетчика с монитора компьютера поступившее в ПО «АИИС КУЭР RDM»; и заносится в Протокол поверки ИС;
- сравниваются снятые показания.

Результат проверки работоспособности каналов считается положительным, если снятые показания полностью совпадают.

8.5 Проверка функционирования ПО АСКУЭР «ИЦ ЭАК»

Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков системы.

Проверяют глубину хранения измерительной информации в сервере ИВК.

Анализируют отчеты по событиям счетчиков и УСПД (концентраторов данных, контроллеров, формируемый ПО «АИИС КУЭР RDM».

Проверяют защиту программного обеспечения ИВК АСКУЭР «ИЦ ЭАК» от несанкционированного доступа. Для этого в поле “пароль” вводят неправильный код. Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля не удастся запустить выполнения программы.

9 Оформление результатов поверки

По результатам поверки АСКУЭР «ИЦ ЭАК» оформляют протокол по форме, приведенной в приложении А.

При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с ПР 50.2.006-94 с Приложением (состав измерительных каналов системы).

При отрицательных результатах поверки АСКУЭР «ИЦ ЭАК» систему к применению не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, вносят запись в формуляр системы и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006-94.

Приложение А

Форма протокола поверки
Системы автоматизированной измерения и учёта электроэнергии и энергоресурсов «ИЦ ЭАК»
(АСКУЭР «ИЦ ЭАК»)
ПРОТОКОЛ
поверки измерительной системы
«АСКУЭР «ИЦ ЭАК»

Дата поверки: « ____ » _____ 20 ____ г.

Заводской номер измерительной системы: № ____

Температура окружающей среды: ____ °C

Относительная влажность воздуха: ____ %

Атмосферное давление: ____ кПа

Средства измерения применяемые при поверке

- 1.
- 2.
- 3.

Документация представленная на поверку

- 1.
- 2.
- 3.

НД применяемый при поверке

Операции поверки

Номер пункта	Наименование операции	Заключение о соответствии
1.	Внешний осмотр	
2.	Проверка измерительных компонентов АСКУЭР	
3.	<p>Проверка синхронизации времени сервера ИВК с тайм-сервером ГСВЧ РФ (приемником сигналов точного времени)</p> <p><i>Допускаемый результат проверки:</i> $\Delta \pm 5$ с/сут</p> <p>Результат проверки:</p> <p>Значение эталонного времени: ____ с</p> <p>Значение показания синхронизации времени АСКУЭР: ____ с</p> <p>$\Delta =$ ____ с</p>	

Заключение о соответствии													
Номер пункта	Наименование операции	ИК № 1		ИК № 2		ИК № 3		ИК № 4		ИК № 5		ИК № 6	
		Фиксированное значение контрольного счетчика	Значение на дисплее монитора компьютера	Фиксированное значение контрольного счетчика	Значение на дисплее монитора компьютера	Фиксированное значение контрольного счетчика	Значение на дисплее монитора компьютера	Фиксированное значение контрольного счетчика	Значение на дисплее монитора компьютера	Фиксированное значение контрольного счетчика	Значение на дисплее монитора компьютера	Фиксированное значение контрольного счетчика	Значение на дисплее монитора компьютера
4.	Проверка работоспособности каналов передачи данных Допускаемый результат проверки: Фиксированное значение контрольного счетчика равно значению, полученного с дисплея монитора компьютера поступившее в ПО «АНИС КУЭР RDM»;												
	Результат проверки:												
5.	Проверка функционирования ПО АСКУЭР «ИЦ ЭАК»												

Представитель от Заказчика

Поверитель

подпись

Ф.И.О.

подпись

Ф.И.О.

Приложение Б

Форма паспорта-протокола измерительного канала электроэнергетики

УТВЕРЖДАЮ			
Начальник отдела № _____			
_____ / 200__ г.			
ПАСПОРТ - ПРОТОКОЛ измерительного канала			
1. Наименование объекта (электростанция, подстанция)			
2. Наименование присоединения			
3. Дата ввода комплекса в эксплуатацию (число, месяц, год) _____ / _____ / 200__ г.			
4. Основные паспортные и эксплуатационные данные:			
4.1 Счетчики электрической энергии			
Обозначение счетчика по схеме учета электроэнергии		Вид энергии (А или В) _____ А	
Вид учета (Расчет или Контроль)		Ток ном. макс.	
Тип	№	Напряжение	Класс точности (А/В)
Класс точности (А/В)		Количество тарифов	
Номер в Госреестре		Схема включения	
Погрешность счетчика (А)	(В)	Дата государственной поверки	
4.2 Трансформаторы тока:			
Фаза А-тип	№	Класс точности измерительной обмотки	
Коэффициент трансформации		Нагрузка	
		Допустимая	Фактическая
Номер в Госреестре	№	Дата Гос. Поверки	
Фаза В-тип	№	Класс точности измерительной обмотки	
Коэффициент трансформации		Нагрузка	
		Допустимая	Фактическая
Номер в Госреестре	№	Дата Гос. Поверки	
Фаза С-тип	№	Класс точности измерительной обмотки	
Коэффициент трансформации		Нагрузка	
		Допустимая	Фактическая
Номер в Госреестре	№	Дата Гос. Поверки	
4.3 Трансформаторы напряжения:			
Фаза А-тип	Класс точности		
Коэффициент трансформации		Нагрузка	
		Допустимая	Фактическая
Номер в Госреестре	Дата Гос. Поверки		
Фаза В-тип	Класс точности		
Коэффициент трансформации		Нагрузка	
		Допустимая	Фактическая
Номер в Госреестре	Дата Гос. Поверки		
Фаза С-тип	Класс точности		
Коэффициент трансформации		Нагрузка	
		Допустимая	Фактическая
Номер в Госреестре	Дата Гос. Поверки		
5. Схемы соединений и кабельные связи:			
Токовые цепи:			
Схемы соединения измерительных обмоток трансформаторов тока			
Схема соединения кабелей (с указанием маркировки, наименования сборок выводов шкафов и панелей), параметры кабелей и др.			
Цепи напряжения:			
Схемы соединения измерительных обмоток трансформаторов напряжения			
Схема соединения кабелей (с указанием маркировки, наименования сборок выводов шкафов и панелей), параметры кабелей и др.			
Допустимое значение потерь напряжения от ТН до счетчика		%	
Фактическое значение потерь напряжения от ТН до счетчика		%	
6. Вспомогательные аппараты:			
6.1 Автоматические выключатели:			
Обозначение по схеме, тип, номинальный ток			
тип защиты и уставка			
6.2 Предохранители:			
Обозначение по схеме, тип, номинальный ток, ток плавкой вставки			
7. Информационно-измерительная система (ИИС):			
Тип	№	3,2 %	
8. Погрешность измерения измерительного комплекса (расчетная):			
9. Наличие журнала событий в счетчике электрической энергии:			
Да/Нет (нужно подчеркнуть)			
10. Дата, вид проверки элементов комплекса:			
Первичный протокол от " _____"		200__ г. (Акт установки счетчика эл. энергии и мощности)	
11. Дата, наименование выполненных работ:			
Первичный протокол от " _____"		200__ г. (Акт выполнения монтажных работ)	
Протокол составил:			
Должность		(Ф.И.О.)	
Протокол проверил:			
Должность		(Ф.И.О.)	
Представитель Заказчика:			
Должность		(Ф.И.О.)	