

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ  
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ»  
(ФГУП «ВНИИМС»)**

**УТВЕРЖДАЮ**

Зам. директора  
ФГУП «ВНИИМС»



В.Н. Яншин

2014 г.

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)  
ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменениями № 1, 2, 3  
Измерительные каналы.  
Методика поверки**

Москва

2014 г.

## ВВЕДЕНИЕ

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменениями № 1, 2, 3, (далее – АИИС КУЭ), предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН»), сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации.

## 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 8.596-2002.

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 СОЕВ	8.10	Да	Да
11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.11	Да	Да
12. Подтверждение соответствия 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

№ п/п	Наименование
1	Термометр, диапазон измерений от минус 40 до +50 °С, пределы допускаемой погрешности $\pm 1$ °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	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. 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.

## **8.5 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)**

8.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

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

8.5.3 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 неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

8.5.4 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».

## **8.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств**

8.6.1 Проверка функционирования мультиплексоров.

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

8.6.2 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.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

8.6.3 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.

## **8.7 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 выполнения измерений.

### **П р и м е ч а н и я**

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.

## **8.8 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 выполнения измерений.

### **П р и м е ч а н и я**

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.

#### **8.9 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков**

Измеряют падение напряжения  $U_{\text{л}}$  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.

#### **8.10 Проверка работы системы обеспечения единого времени**

8.10.1 Снять журналы событий счетчиков, сервера. Журнал событий должен отражать: время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректровке.

8.10.2 Распечатывают журнал событий счетчиков, выделив события, соответствующие сличению часов счетчика и сервера. Расхождение времени часов счетчиков и сервера в момент предшествующий коррекции не должно превышать  $\pm 5$  с.

8.10.3 Включают GPS-приемник сигналов точного времени и сверяют показания с показаниями часов сервера. Погрешность часов сервера не должна превышать  $\pm 5$  с.

#### **8.11 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.

8.11.1 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.

8.11.2 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.

8.11.3 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 учтенного значения.

8.11.4 Рекомендуются 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 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 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.

## **10 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ**

10.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с ПР 50.2.006. 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 ПР 50.2.006 с указанием причин.



Приложение А (обязательное)  
Перечень измерительных каналов системы

Таблица А.1 - Состав измерительных каналов и метрологические характеристики ИК

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологич. характеристик.	
		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер		Основная погрешн., %	Погрешн. в раб. усл., %
1		2	3	4	5	6	7	8
81	ПС 35/6 кВ «К-10» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ- СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 19263-14 Зав. № 18982-14	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03465-14 Зав. № 03466-14 Зав. № 03467-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126902	IBM s/n 7915E1G-KD1P35Y	Актив-ная,	± 1,0	± 2,7
82	ПС 35/6 кВ «К-10» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №12	ТОЛ- СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 19271-14 Зав. № 18981-14	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03524-14 Зав. № 03525-14 Зав. № 03526-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127453		Реак-тивная	± 2,6	± 4,3
83	ПС 35/6 кВ «К-10» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4039443 Зав. № 4039444	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805120270		Актив-ная,	± 0,8	± 1,9
84	ПС 35/6 кВ «К-10» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4040259 Зав. № 4043401	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805120407		Реак-тивная	± 2,2	± 2,6
85	ПС 35/6 кВ «К-141» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ- СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 19264-14 Зав. № 19260-14	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03626-14 Зав. № 03627-14 Зав. № 03628-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807131351		Актив-ная,	± 1,0	± 2,7
86	ПС 35/6 кВ «К-141» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4043411 Зав. № 4043408	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804121980		Актив-ная,	± 0,8	± 1,9
						Реак-тивная	± 2,2	± 2,6

Продолжение таблицы 1

1		2	3	4	5	6	7	8
87	ПС 35/6 кВ «КНС-2» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №4	ТОЛ-10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 8804 Зав. № 8286	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03634-14 Зав. № 03633-14 Зав. № 03632-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127397	IBM s/n 7915E1G-KD1P35Y	Актив- тив- ная,	± 1,0	± 2,7
88	ПС 35/6 кВ «КНС-2» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №15	ТОЛ-10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 8376 Зав. № 8954	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03671-14 Зав. № 03670-14 Зав. № 03669-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127411		Реак- тивная	± 2,6	± 4,3
89	ПС 35/6 кВ «КНС-2» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,4кВ	ТОП-0,66-5-0,5S 100/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4041710 Зав. № 4040929 Зав. № 4041706	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805120635		Актив- тив- ная,	± 0,8	± 1,9
90	ПС 35/6 кВ «КНС-3» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ-10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 7932 Зав. № 8661	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03470-14 Зав. № 03469-14 Зав. № 03468-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126336		Реак- тивная	± 2,2	± 2,6
91	ПС 35/6 кВ «КНС-3» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №13	ТОЛ-10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 8722 Зав. № 8094	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03684-14 Зав. № 03683-14 Зав. № 03682-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127069		Актив- тив- ная,	± 1,0	± 2,7
92	ПС 35/6 кВ «КНС-3» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,4кВ	ТОП-0,66-5-0,5S 100/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4040814 Зав. № 4041699 Зав. № 4041623	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804126146		Реак- тивная	± 2,6	± 4,3
93	ПС 35/6 кВ «К-13» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ-СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 18962-14 Зав. № 19272-14	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03542-14 Зав. № 03541-14 Зав. № 03543-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126979		Актив- тив- ная,	± 0,8	± 1,9
						Реак- тивная	± 2,2	± 2,6
						Актив- тив- ная,	± 1,0	± 2,7
						Реак- тивная	± 2,6	± 4,3

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
94	ПС 35/6 кВ «К-13» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №12	ТОЛ- СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 19269-14 Зав. № 18983-14	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03518-14 Зав. № 03519-14 Зав. № 03520-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126645	IBM s/n 7915EIG-KDIP35Y	Актив тив-ная,  Реак-тивная	± 1,0  ± 2,6  ± 2,7  ± 4,3
95	ПС 35/6 кВ «К-13» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4040260 Зав. № 4040252	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804120379		Актив тив-ная,  Реак-тивная	± 0,8  ± 2,2  ± 1,9  ± 2,6
96	ПС 35/6 кВ «К-13» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4039448 Зав. № 4040265	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804125578		Актив тив-ная,  Реак-тивная	± 0,8  ± 2,2  ± 1,9  ± 2,6
97	ПС 35/6 кВ «Промысловая» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ- СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 19275-14 Зав. № 19261-14	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03462-14 Зав. № 03463-14 Зав. № 03464-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126993		Актив тив-ная,  Реак-тивная	± 1,0  ± 2,6  ± 2,7  ± 4,3
98	ПС 35/6 кВ «Промысловая» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №12	ТОЛ- СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 19265-14 Зав. № 19381-14	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03654-14 Зав. № 03653-14 Зав. № 03652-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126838		Актив тив-ная,  Реак-тивная	± 1,0  ± 2,6  ± 2,7  ± 4,3
99	ПС 35/6 кВ «Промысловая» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4040249 Зав. № 4043397	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804121486		Актив тив-ная,  Реак-тивная	± 0,8  ± 2,2  ± 1,9  ± 2,6
100	ПС 35/6 кВ «Промысловая» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4043412 Зав. № 4040267	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804121497		Актив тив-ная,  Реак-тивная	± 0,8  ± 2,2  ± 1,9  ± 2,6

Продолжение таблицы 1

1		2	3	4	5	6	7	8
101	ПС 35/6 кВ «К-4» Тагринского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ-СЭЩ 10- 02 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 19151-14 Зав. № 19266-14	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03687-14 Зав. № 03686-14 Зав. № 03685-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127152	IBM s/n 7915E1G-KD1P35Y	Актив тив- ная,	± 1,0	± 2,7
102	ПС 35/6 кВ «К-4» Тагринского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №12	ТОЛ-СЭЩ 10- 02 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 19267-14 Зав. № 19273-14	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03528-14 Зав. № 03530-14 Зав. № 03529-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127020		Реак- тивная	± 2,6	± 4,3
103	ПС 35/6 кВ «К-4» Тагринского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4043414 Зав. № 4043417	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805120462		Актив тив- ная,	± 0,8	± 1,9
104	ПС 35/6 кВ «К-4» Тагринского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4043399 Зав. № 4040256	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804120950		Реак- тивная	± 2,2	± 2,6
105	ПС 35/6 кВ «К-99» Тагринско- го месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ-СЭЩ 10- 02 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 19262-14 Зав. № 18971-14	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03698-14 Зав. № 03699-14 Зав. № 03700-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127062		Актив тив- ная,	± 1,0	± 2,7
106	ПС 35/6 кВ «К-99» Тагринско- го месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №12	ТОЛ-СЭЩ 10- 02 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 19274-14 Зав. № 19270-14	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03636-14 Зав. № 03635-14 Зав. № 03637-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127093		Реак- тивная	± 2,6	± 4,3
107	ПС 35/6 кВ «К-99» Тагринско- го месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4043404 Зав. № 4043394	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804121504		Актив тив- ная,	± 0,8	± 1,9
108	ПС 35/6 кВ «К-99» Тагринско- го месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4040257 Зав. № 4041087	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804120372		Реак- тивная	± 2,2	± 2,6
109	ПС 35/6 кВ «КНС-4» Тагрин- ского месторожде- ния нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №16	ТОЛ- 10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 8460 Зав. № 8550	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03674-14 Зав. № 03673-14 Зав. № 03672-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126915		Актив тив- ная,  Реак- тивная	± 1,0  ± 2,6	± 2,7  ± 4,3

Продолжение таблицы 1

1		2	3	4	5	6	7	8
110	ПС 35/6 кВ «КНС-4» Тагринского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №5	ГОЛ- 10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 8875 Зав. № 8007	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03722-14 Зав. № 03721-14 Зав. № 03720-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126894	ИБМ s/n 7915EIG-KD1P35Y	Актив тивная, Реактивная	± 1,0 ± 2,6	± 2,7 ± 4,3
111	ПС 35/6 кВ «КНС-4» Тагринского месторождения нефти ТСН 6/0,4кВ	ТОП-0,66-5-0,5S 100/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4040007 Зав. № 4038958 Зав. № 4040016	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804125701		Актив тивная, Реактивная	± 0,8 ± 2,2	± 1,9 ± 2,6
112	ПС 35/6 кВ «К-6» Тагринского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ-СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 19152-14 Зав. № 18985-14	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03523-14 Зав. № 03522-14 Зав. № 03521-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806112476		Актив тивная, Реактивная	± 1,0 ± 2,6	± 2,7 ± 4,3
113	ПС 35/6 кВ «К-6» Тагринского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №12	ТОЛ-СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 18963-14 Зав. № 18984-14	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03532-14 Зав. № 03533-14 Зав. № 03531-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127079		Актив тивная, Реактивная	± 1,0 ± 2,6	± 2,7 ± 4,3
114	ПС 35/6 кВ «К-6» Тагринского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4040264 Зав. № 4043406	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805120455		Актив тивная, Реактивная	± 0,8 ± 2,2	± 1,9 ± 2,6
115	ПС 35/6 кВ «К-6» Тагринского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4043419 Зав. № 4043403	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805120249		Актив тивная, Реактивная	± 0,8 ± 2,2	± 1,9 ± 2,6
116	ПС 35/6 кВ «КНС-2» Тагринского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №13	ГОЛ- 10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 8199 Зав. № 7860	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03546-14 Зав. № 03545-14 Зав. № 03544-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127125		Актив тивная, Реактивная	± 1,0 ± 2,6	± 2,7 ± 4,3
117	ПС 35/6 кВ «КНС-2» Тагринского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №2	ГОЛ- 10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 8609 Зав. № 7765	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03631-14 Зав. № 03630-14 Зав. № 03629-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127104		Актив тивная, Реактивная	± 1,0 ± 2,6	± 2,7 ± 4,3

Продолжение таблицы 1

1		2	3	4	5	6	7	8
118	ПС 35/6 кВ «КНС-2» Тагрин- ского месторожде- ния нефти ТСН 6/0,4кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 100/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4040035 Зав. № 4040023 Зав. № 4040022	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805120370	IBM s/n 7915E1G-KD1P35Y	Актив- тив- ная,	± 0,8	± 1,9
119	ПС 35/6 кВ «КНС-2» Тагрин- ского месторожде- ния нефти ТСН 6/0,4кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 100/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4040069 Зав. № 4040079 Зав. № 4040073	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805120477		Реак- тивная	± 2,2	± 2,6
120	ПС 35/6 кВ «Промзона» Таг- ринского место- рождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ-СЭЩ 10- 02 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 19268-14 Зав. № 19150-14	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03666-14 Зав. № 03665-14 Зав. № 03664-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126946		Актив- тив- ная,	± 1,0	± 2,7
121	ПС 35/6 кВ «Промзона» Таг- ринского место- рождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №12	ТОЛ-СЭЩ 10- 02 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 18964-14 Зав. № 18965-14	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 03747-14 Зав. № 03745-14 Зав. № 03746-14	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126834		Реак- тивная	± 2,6	± 4,3
122	ПС 35/6 кВ «Промзона» Таг- ринского место- рождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4043407 Зав. № 4043415	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804125652		Актив- тив- ная,	± 0,8	± 1,9
123	ПС 35/6 кВ «Промзона» Таг- ринского место- рождения нефти ТСН 6/0,23кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 4040253 Зав. № 4040247	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804120992		Реак- тивная	± 2,2	± 2,6

**Приложение Б**  
**(обязательное)**

**Таблица Б.1 Лист регистрации изменений ИК системы**

Наименование объекта	Заменяемый компонент	Заменяющий компонент		
		Тип	Зав. номер	Метрологические характеристики