

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

УТВЕРЖДАЮ:

Зам. директора по производственной
Метрологии ФГУП «ВНИИМС»



Н.В. Иванникова

2016 г.

**Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
ПС 330 кВ «Северная»**

Измерительные каналы

Методика поверки

з.р 65306-16

МП 206.1-048-2016

Москва
2016

Содержание

	Стр.
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	4
3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	6
4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	7
5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	9
6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	11
7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	12
8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	12
9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	13
10 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ.....	23
11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	24
ПРИЛОЖЕНИЕ А	25
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	36

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Северная», (далее – АИИС КУЭ), заводской номер № 8850/20-024-АУЭ, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ПС 330 кВ «Северная», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут использоваться для коммерческих расчетов.

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 (элементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596-2002.

Первичную поверку системы 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. Интервал между поверками АИИС КУЭ - раз в 4 года.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с интервалами между поверками, установленными 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 оформляется свидетельство о поверке системы с перечнем поверенных ИК.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы:

РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

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

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Общие положения».

ГОСТ Р 4.199-85 «СПКП. Системы информационные электроизмерительные. Комплексы измерительно-вычислительные. Номенклатура показателей».

ГОСТ 8.216-11 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки».

МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}...35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации».

ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения элек-

трической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.2.007.0-75 «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».

ГОСТ 12.2.007.7-83 «Система стандартов безопасности труда. Устройства комплектные низковольтные. Требования безопасности».

ПОТ Р М-016-2001 (РД 153-34.0-03.150-00) «Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

3 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	2	3	4
1. Подготовка к проведению поверки	8	Да	Да
2. Внешний осмотр	9.1	Да	Да
3. Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	9.3	Да	Да
5. Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ и УСПД	9.4	Да	Да
6. Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.5	Да	Да
7. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	9.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	9.7	Да	Да

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
9. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков.	9.8	Да	Да
10. Проверка погрешности часов компонентов системы	9.9	Да	Да
11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.10	Да	Да
12. Проверка метрологических характеристик АИИС КУЭ	9.11	Да	Да
13. Идентификация программного обеспечения	10	Да	Да
14. Оформление результатов поверки	11	Да	Да

4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют основные средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а так же следующие средства поверки:

- Средства поверки трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Средства поверки трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Средства измерений в соответствии с документом МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Средства измерений в соответствии с документом МИ 3196-2009 «Госу-

дарственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- Средства измерений в соответствии с документом «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ»;

- Средства поверки счетчиков:

– SL7000 – по документу «Счетчики электрической энергии электронные многофункциональные серии SL7000 (ACE 7000, ACE 8000). Методика поверки»;

– A1802RAL-P4GB-DW-4 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП»;

- Средства поверки УСПД:

– RTU-325H-E2-512-M4-B8 – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005 МП»;

- Средства поверки УССВ-2:

– УССВ-2 – по документу МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.;

- Термогигрометр «CENTER» (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20...+ 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %;

- Радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);

- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками SL7000, A1802RAL-P4GB-DW-4 и с ПО для работы с радиочасами «МИР РЧ-01».

Примечания:

1. Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.

2. Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть внесены в Госреестр СИ и иметь действующие свидетельства о поверке.

5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

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

5.2 Определение погрешности часов компонентов системы и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучивших вышеуказанные документы и прошедшим обучение работы с радиочасами «МИР РЧ-01», принимающих сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

5.3 Поверка трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.4 Поверка трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право

работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.5 Поверка счетчиков SL7000, A1802RAL-P4GB-DW-4, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документы по поверке счетчиков и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.6 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 МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений» 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 до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.7 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 МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений» 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 до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.8 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуще-

ствляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» 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 до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.9 Поверка УСПД RTU-325H-E2-512-M4-B8, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим методику поверки на УСПД и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.10 Поверка, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим методику поверки на УССВ-2 и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

ВНИМАНИЕ.

При проведении поверочных и измерительных работ должны присутствовать работники объекта, на котором размещены компоненты АИИС КУЭ, имеющие опыт работы и право на подключение и отключение эталонных и поверяемых средств измерений в соответствии со схемой поверки или с методикой выполнения измерений.

6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок», «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», утверждённые приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 г. № 328н, а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

6.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.2.007.7-75.

6.3 Все оперативные отключения и включения должны проводиться руководителем работ в соответствии с программой проведения работ, утвержденной в установленном порядке.

7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

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

8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

8.1 Для проведения поверки представляют следующие копии документов:

- руководство пользователя АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;

- свидетельств 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 интервал между поверками (только при периодической поверке);
- акты, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения;
- акты, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ;
- акты, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

8.2 Перед проведением поверки на месте эксплуатации АИИС КУЭ выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и ПУЭ;
- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, УСПД, серверу АИИС КУЭ для проведения работ по п.п. 9.1, 9.3, 9.4, 9.5;
- организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п.п. 9.2, 9.6, 9.7, 9.8.

9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

9.1 Внешний осмотр

9.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений

компонентов АИИС КУЭ, наличие поверительных пломб и клейм на измерительных компонентах.

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

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

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

При обнаружении несоответствий по п. 9.1 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.2 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

9.2.1 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов:

- измерительных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- счетчиков электрической энергии:

- SL7000 – по документу «Счетчики электрической энергии электронные многофункциональные серии SL7000 (ACE 7000, ACE 8000). Методика поверки»;

- A1802RAL-P4GB-DW-4 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП»;

- УСПД:

- RTU-325H-E2-512-M4-B8 – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005 МП»;

-УССВ-2:

- УССВ-2 – по документу МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.;

При обнаружении несоответствий по п. 9.2.1 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.3 Проверка счетчиков электрической энергии

9.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз.

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

9.3.3 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.

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

При обнаружении несоответствий по п. 9.3 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непри-

годности.

9.4 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ и УСПД

9.4.1 Проверяют защиту программного обеспечения на центральных компьютерах (серверах) 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.

9.4.2 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».

9.4.3 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

9.4.4 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральных компьютерах (серверах) АИИС КУЭ.

9.4.5 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения УСПД.

9.4.6 Проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения. Проверка считается успешной, если все подсоединенные к УСПД счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках.

9.4.7 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

9.4.8 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти процессора УСПД.

При обнаружении несоответствий по п. 9.4 дальнейшие операции по проверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.5 Проверка функционирования вспомогательных устройств

9.5.1 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 или УСПД.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

9.5.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса

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

При обнаружении несоответствий по п. 9.5 дальнейшие операции по проверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

9.6.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТТ со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

9.6.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

При обнаружении несоответствий по п. 9.6 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

9.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

9.7.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

При обнаружении несоответствий по п. 9.7 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.8 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков

Проверяют наличие данных измерений падения напряжения U_{π} в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» в условиях эксплуатации с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Паспорта-протоколы должны быть оформлены не ранее, чем за 1 год до проведения поверки ИК. Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения

на вторичной обмотке ТН.

При обнаружении несоответствий по п. 9.8 дальнейшие операции по проверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.9 Проверка погрешности часов компонентов системы

9.9.1 Проверка СОЕВ

Включают радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов УСПД/сервера, получающего сигналы точного времени от устройства синхронизации системного времени GPS-приемника. Расхождение показаний радиочасов с УСПД/сервером не должно превышать ± 1 с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

9.9.2 Распечатывают журнал событий счетчика, выделив события, соответствующие сличению часов счетчика, УСПД и сервера. Расхождение времени часов: счетчик – УСПД в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать предела допустимого расхождения ± 2 с.

При обнаружении несоответствий по п. 9.9 дальнейшие операции по проверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.10 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 компьютера (сервера БД).

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

9.10.1 На центральном компьютере (сервере БД) системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом и профиль нагрузки 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.

9.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти центральных компьютерах (серверах) системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

9.10.3 Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за полные предшествующие дню проверки сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных центрального компьютера (сервера БД) полученные по п. 9.10.2 не должно превышать двух единиц младшего разряда учтенного значения.

9.10.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 9.10.3 в реальном режиме времени сличить показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД) 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 БД) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

При обнаружении несоответствий по п. 9.10 дальнейшие операции по по-

верке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.11 Проверка метрологических характеристик АИИС КУЭ

9.11.1 Границы интервала основной погрешности ИК электроэнергии рассчитывают для вероятности $P=0,95$ для нормальных условий.

В качестве нормальных условий используют данные, предусмотренные технической документацией на АИИС КУЭ.

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

$$\delta_{ИКОА} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta_A}^2 + \delta_n^2 + \delta_{oc}^2} \quad (1)$$

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 %;

δ_{θ_A} - границы интервала относительной погрешности измерения активной электроэнергии обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в %;

δ_n - предел допускаемой относительной погрешности, обусловленной потерями напряжения в линии связи между ТН и счетчиком в %;

δ_{oc} - предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика электроэнергии в %.

Границы интервала суммарной абсолютной угловой погрешности θ в минутах и границы интервала относительной погрешности δ_{θ_A} в % определяются по формулам:

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

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

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.

9.11.3 Границы интервала погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации рассчитывают для вероятности 0,95. В качестве рабочих условий используют данные, предусмотренные технической документацией на АИИС КУЭ.

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

$$\delta_{ИКРА} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta_A}^2 + \delta_{\lambda}^2 + \delta_{oc}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{доп_i}^2} \quad (4)$$

где

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

$\delta_{ТТ}$, $\delta_{ТН}$, δ_{θ_A} , δ_{λ} , δ_{oc} - 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.

9.11.5 Границы интервала основной относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии вычисляют по формуле (5):

$$\delta_{ИКОР} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta_p}^2 + \delta_{\lambda}^2 + \delta_{oc}^2} \quad (5)$$

где

$\delta_{ИКОР}$ - границы интервала основной относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

δ_{θ_p} - границы интервала относительной погрешности измерения реактивной электроэнергии обусловленной угловыми погрешностями измерительных транс-

форматоров в %.

Границы интервала относительной погрешности δ_{θ_p} в % определяются по формулам:

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

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

9.11.6 Границы интервала относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии в рабочих условиях вычисляют по формуле (7):

$$\delta_{\text{ИК,Р}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{\text{ТТ}}^2 + \delta_{\text{ТН}}^2 + \delta_{\theta_p}^2 + \delta_{\lambda}^2 + \delta_{\text{ос}}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{\text{дон}_i}^2} \quad (7)$$

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

Примечание - 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 4.199-85, погрешностью обработки данных можно пренебречь.

При обнаружении не соответствий по п. 9.11 АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

10 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

10.1 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.

10.2 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.

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 9 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

11.2 При отрицательных результатах поверки хотя бы по одному из пунктов методики поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин.

Начальник сектора ФГУП «ВНИИМС»



М.В Гришин
« 15 » 08 2016 г.

Начальник отдела 206.1
ФГУП «ВНИИМС»

В.В. Киселев
« 15 » 08 2016 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 - Перечень измерительных каналов системы

Порядковый номер	Наименование объекта и номер ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 330 кВ Северная								
1	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 330 кВ	СА-362 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 10014481/1; Зав. № 10014481/2; Зав. № 10014481/3.	ДФК-362 Кл. т. 0,2 330000:√3/100:√3 Зав. № 10014483/1; Зав. № 10014483/2; Зав. № 10014483/3	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36112759	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная	±0,6	±1,5
	КВЛ 330 кВ Северная-Парнас ИК №2					реактивная	±1,3	±2,5
2	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 330 кВ	СА-362 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 10014481/5; Зав. № 10014481/4; Зав. № 10014481/6	ДФК-362 Кл. т. 0,2 330000:√3/100:√3 Зав. № 10014483/4; Зав. № 10014483/5; Зав. № 10014483/6	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109427	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная	±0,6	±1,5
	ВЛ 330 кВ Северо-Западная ТЭЦ-Северная ИК №1					реактивная	±1,3	±2,5
3	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 330 кВ КВЛ 330 кВ Северная-Василеостровская ИК №51	TG 420 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 2813/12; Зав. № 2814/12; Зав. № 2815/12	СРВ 362 Кл. т. 0,2 330000:√3/100:√3 Зав. № 8820775; Зав. № 8820774; Зав. № 8820773	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01248232	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,5
4	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 330 кВ	SB-0,8 Кл. т. 0,2S 300/1 Зав. № 12025445; Зав. № 12025446; Зав. № 12025447	СРВ 362 Кл. т. 0,2 330000:√3/100:√3 Зав. № 8820775; Зав. № 8820774; Зав. № 8820773	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01248233	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная	±0,6	±1,5
	Р 330 Василеостровская ИК №52					реактивная	±1,3	±2,5

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 330 кВ Ввод 330 кВ АТ-1 ИК №3	СА-362 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 10014479/1; Зав. № 10014479/2; Зав. № 10014479/3	СРВ 362 Кл. т. 0,2 330000:√3/100:√3 Зав. № 8771079; Зав. № 8771080; Зав. № 8771081	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36147094	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
6	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 330 кВ Ввод 330 кВ АТ-2 ИК №4	СА-362 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 10014479/4; Зав. № 10014479/5; Зав. № 10014479/6	СРВ 362 Кл. т. 0,2 330000:√3/100:√3 Зав. № 8771082; Зав. № 8771083; Зав. № 8771084	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36146929	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
7	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 330 кВ В-310 330 кВ АТ-3 ИК №5	IMB 362 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 8771076; Зав. № 8771077; Зав. № 8771078	ДФК-362 Кл. т. 0,2 330000:√3/100:√3 Зав. № 10014872/1; Зав. № 10014872/2; Зав. № 10014872/3	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109417	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
8	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 330 кВ В-312 330 кВ АТ-3 ИК №6	IMB 362 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 8771073; Зав. № 8771074; Зав. № 8771075	ДФК-362 Кл. т. 0,2 330000:√3/100:√3 Зав. № 10014872/1; Зав. № 10014872/2; Зав. № 10014872/3	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36112734	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
9	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 1 С 110 кВ, яч.7, Ввод 110 кВ АТ-1 ИК №7	IMB 145 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 8802405; Зав. № 8802407; Зав. № 8802411	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8802371; Зав. № 8802372; Зав. № 8802370	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36147090	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 2 С 110 кВ, яч.11 Ввод 110 кВ АТ-2 ИК №8	IMB 145 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 8802410 ; Зав. № 8802404; Зав. № 8802406	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8802374; Зав. № 8802373; Зав. № 8802375	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36147042	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
11	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 3 С 110 кВ, яч.17 Ввод 110 кВ АТ-3 3 с ИК №9	IMB 123 Кл. т. 0,5S 2000/1 Зав. № 8802857; Зав. № 8802860; Зав. № 8802866	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8735364; Зав. № 8735366; Зав. № 8735365	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36112744	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,7
12	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 4 С 110 кВ, яч.18 Ввод 110 кВ АТ-3 4 с ИК №10	IMB 123 Кл. т. 0,5S 2000/1 Зав. № 8777877; Зав. № 8777885; Зав. № 8777881	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8735367; Зав. № 8735363; Зав. № 8735368	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36147101	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,7
13	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 2 С 110 кВ , яч.2 Ввод 110 кВ Т-1 ИК №11	IMB 145 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав. № 8802382; Зав. № 8802385; Зав. № 8802398	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8802374; Зав. № 8802373; Зав. № 8802375	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 53024983	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
14	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 3 С 110 кВ, яч.12 Ввод 110 кВ Т-2 ИК №12	IMB 123 Кл. т. 0,5S 1000/1 Зав. № 8777879; Зав. № 8777878; Зав. № 8777874	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8735364; Зав. № 8735366; Зав. № 8735365	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 53024980	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,7

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 2 С 110 кВ, яч.1, ВЛ 110 кВ Северная-Озеро Долгое II цепь (ВЛ 110 кВ Лахтинская-5) ИК №13	IMB 145 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав. № 8802386; Зав. № 8802402; Зав. № 8802394	CPB-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8802374; Зав. № 8802373; Зав. № 8802375	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36112826	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
16	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 3 С 110 кВ, яч.18А, КЛ 110 кВ К-145/К-147 (КЛ 110 кВ Северная-Ниссан №1 (К-145); КЛ 110 кВ Северная - Невская губа №1 (К-147)) ИК №25	IMB 123 Кл. т. 0,5S 2000/1 Зав. № 8777883; Зав. № 8777884; Зав. № 8777872	CPB-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8735364; Зав. № 8735366; Зав. № 8735365	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 53024979	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,7
17	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 2 С 110 кВ, яч.10, ВЛ 110 кВ Северная-Дамба I I цепь (ВЛ 110 кВ Лахтинская-2) ИК №20	IMB 145 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав. № 8802396; Зав. № 8802401; Зав. № 8802376	CPB-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8802371; Зав. № 8802372; Зав. № 8802370	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 62035884	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
18	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 1 С 110 кВ, яч.11, ВЛ 110 кВ Северная-Дамба I II цепь (ВЛ 110 кВ Лахтинская-1) ИК №19	IMB 145 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав. № 8802383; Зав. № 8802381; Зав. № 8802377	CPB-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8802374; Зав. № 8802373; Зав. № 8802375	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 62035891	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 2 С 110 кВ, яч.3, ВЛ 110 кВ Северная-Озеро Долгое I цель (ВЛ 110 кВ Лахтинская-6) ИК №14	IMB 145 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав. № 8802388; Зав. № 8802390; Зав. № 8802400	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8802371; Зав. № 8802372; Зав. № 8802370	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109191	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
20	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 2 С 110 кВ, яч. 6, КВЛ 110 кВ Северо-Западная ТЭЦ-Северная (КВЛ 110 кВ Лахтинская-4) ИК №15	IMB 145 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав. № 8802384; Зав. № 8802380; Зав. № 8802397	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8802374; Зав. № 8802373; Зав. № 8802375	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109270	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
21	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 3 С 110 кВ, яч.15, КЛ 110 кВ Северная-Лахта№2 (К-159) ИК №23	IMB 123 Кл. т. 0,5S 1000/1 Зав. № 8777870; Зав. № 8777871; Зав. № 8777873	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8735364; Зав. № 8735366; Зав. № 8735365	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36147022	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,7
22	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 1 С 110 кВ, яч.8, КЛ 110 кВ К-146/К-148 (КЛ 110 кВ Северная-Ниссан №2 (К-146); КЛ 110 кВ Северная - Невская губа №2 (К-148)) ИК №18	IMB 145 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав. № 8802389; Зав. № 8802391; Зав. № 8802393	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8802371; Зав. № 8802372; Зав. № 8802370	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 53024975	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 4 С 110 кВ, яч.13, КЛ 110 кВ Северная-Лакта№1 (К-158) ИК №21	IMB 123 Кл. т. 0,5S 1000/1 Зав. № 8777868; Зав. № 8777876; Зав. № 8777882	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8735367; Зав. № 8735363; Зав. № 8735368	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36147032	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,7
24	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 4 С 110 кВ, яч.16, КВЛ 110 кВ Северная-Стенд (КВЛ 110 кВ Лактинская-3) ИК №22	IMB 123 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав. № 8802863; Зав. № 8802864; Зав. № 8802867	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8735367; Зав. № 8735363; Зав. № 8735368	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 53024976	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
25	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 2 С 110 кВ, яч. 8/2, КЛ 110 кВ Промзона-1 (яч. 8/2) ИК №17	IMB 145 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав. № 8802387; Зав. № 8802399; Зав. № 8802392	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8802374; Зав. № 8802373; Зав. № 8802375	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 53024974	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
26	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 3 С 110 кВ, яч. 14, КЛ 110 кВ Промзона-2 (яч. 14) ИК №24	IMB 123 Кл. т. 0,5S 1000/1 Зав. № 8802863; Зав. № 8802864; Зав. № 8802867	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8735364; Зав. № 8735366; Зав. № 8735365	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109355	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,7
27	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ 110 кВ, 1 С 110 кВ КЛ 110 кВ Резерв (яч.4) ИК №26	IMB 145 Кл. т. 0,2S 1000/1 Зав. № 8802378; Зав. № 8802379; Зав. № 8802395	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8802371; Зав. № 8802372; Зав. № 8802370	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 53024540	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ-10 кВ 10 кВ ТКП-1 (Т-1) ИК №29	GIF 20-48 Кл. т. 0,5S 3000/5 Зав. № 10647742; Зав. № 10647743; Зав. № 10647741	VEF 12-03 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 10647756; Зав. № 10647758; Зав. № 10647759	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109218	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
29	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ-10 кВ 10 кВ ТКП-2 (Т-2) ИК №30	GIF 20-48 Кл. т. 0,5S 3000/5 Зав. № 10647739; Зав. № 10647738; Зав. № 10647740	VEF 12-03 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 10647757; Зав. № 10647760; Зав. № 10647761	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109312	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
30	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), КРУ-10 кВ, 1 С 10 кВ яч.102 Ввод 10 кВ Т-1 ИК №40	4МС7 Кл. т. 0,5S 1500/5 Зав. № 80055455; Зав. № 80055456; Зав. № 80055460	4MT22 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 111199409; Зав. № 111199411; Зав. № 111199405	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36112793	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
31	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), КРУ-10 кВ, 2 С 10 кВ яч.202 Ввод 10 кВ Т-2 ИК №33	4МС7 Кл. т. 0,5S 1500/5 Зав. № 80055457; Зав. № 80055458; Зав. № 80055459	4MT22 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 111199412; Зав. № 111199407; Зав. № 111199406	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109271	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
32	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ОРУ-10 кВ 10 кВ АТ-1 ИК №31	GIF 20-48 Кл. т. 0,5S 3000/5 Зав. № 30711187; Зав. № 30711188; Зав. № 30711189	VEF 12-03 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 30713590; Зав. № 30713589; Зав. № 30713588	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36112809	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
33	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), КРУ-10 кВ, 2 С 10 кВ яч.201 СВ-21-10 ИК №32	4МС7 Кл. т. 0,5S 1000/5 Зав. № 111177701; Зав. № 111177702; Зав. № 111177703	4МТ22 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 111199409; Зав. № 111199407; Зав. № 111199406	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36113834	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
34	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), КРУ-10 кВ, 1 С 10 кВ яч.104 ф. 104 ЗАО «Саутэк» ИК №41	4МС7 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 111185719; Зав. № 111185720; Зав. № 111185721	4МТ22 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 111199409; Зав. № 111199411; Зав. № 111199405	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36112766	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
35	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), КРУ-10 кВ, 1 С 10 кВ яч.105 ф. 105 ЗАО «Конкорд Ме- неджмент и Консалтинг» ИК №42	4МС7 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 111185716; Зав. № 111185717; Зав. № 111185718	4МТ22 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 111199409; Зав. № 111199411; Зав. № 111199405	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109286	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
36	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), КРУ-10 кВ, 1 С 10 кВ яч.106 ф. 106 ЗАО («Курортэнерго» РТП 1007; Гарден Сити/ОВИ) ИК №43	4МС7 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 111185704; Зав. № 111185705; Зав. № 111185706	4МТ22 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 111199409; Зав. № 111199411; Зав. № 111199405	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109085	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
37	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), КРУ-10 кВ, 1 С 10 кВ яч.107 ф. 107/1107 (Северо-Западная ТЭЦ; КПСН 13) ИК №44	4МС7 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 111185715; Зав. № 111185714; Зав. № 111185713	4МТ22 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 111199409; Зав. № 111199411; Зав. № 111199405	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36112810	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
38	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), КРУ-10 кВ, 1 С 10 кВ яч.108 ф. 108/1108 (АО «СПбЭС»; РТП «Ниссан») ИК №45	4МС7 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 111185703; Зав. № 111185702; Зав. № 111185701	4МТ22 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 111199409; Зав. № 111199411; Зав. № 111199405	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109006	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
39	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), КРУ-10 кВ, 1 С 10 кВ яч.109 ф. 109/1109 (ПАО «Ленэнер- го» РП-9980; Бритиш Амери- кан Тобакко) ИК №46	4МС7 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 111185707; Зав. № 111185708; Зав. № 111185709	4МТ22 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 111199409; Зав. № 111199411; Зав. № 111199405	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109119	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
40	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), КРУ-10 кВ, 2 С 10 кВ яч. 204 ф. 204/1204 (АО «СПбЭС»; РТП «Ниссан») ИК №34	4МС7 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 111185722; Зав. № 111185723; Зав. № 111185724	4МТ22 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 111199412; Зав. № 111199407; Зав. № 111199406	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109434	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
41	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), КРУ-10 кВ, 2 С 10 кВ яч.205 ф. 205/1205 (ПАО «Ленэнер- го» РП-9980; Бритиш Амери- кан Тобакко) ИК №35	4МС7 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 111185710; Зав. № 111185711; Зав. № 111185712	4МТ22 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 111199412; Зав. № 111199407; Зав. № 111199406	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109142	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
42	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), КРУ-10 кВ, 2 С 10 кВ яч. 206 ф. 206 (Северо-Западная ТЭЦ; ОАО ВО ТПЭ) ИК №36	4МС7 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 111185731; Зав. № 111185732; Зав. № 111185733	4МТ22 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 111199412; Зав. № 111199407; Зав. № 111199406	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109209	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
43	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), КРУ-10 кВ, 2 С 10 кВ яч.207 ф. 207/1207 (Северо-Западная ТЭЦ; КТПСН 13) ИК №37	4МС7 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 111185734; Зав. № 111185735; Зав. № 111185736	4МТ22 Кл. т. 0,5 10000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Зав. № 111199412; Зав. № 111199407; Зав. № 111199406	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109408	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
44	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), КРУ-10 кВ, 2 С 10 кВ яч.208 ф. 208 (ЗАО «Конкорд Менеджмент и Консалтинг») ИК №38	4МС7 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 111185727; Зав. № 111185726; Зав. № 111185725	4МТ22 Кл. т. 0,5 10000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Зав. № 111199412; Зав. № 111199407; Зав. № 111199406	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109217	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
45	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), КРУ-10 кВ, 2 С 10 кВ яч.209 ф. 209 (ЗАО «Курортэнерго РТП 1007 Гарден Сити/OBI) ИК №39	4МС7 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 111185728; Зав. № 111185729; Зав. № 111185730	4МТ22 Кл. т. 0,5 10000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Зав. № 111199412; Зав. № 111199407; Зав. № 111199406	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109415	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
46	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ЩСН ТСН-3/2 0,4 кВ ИК №47	EASK 51.4 Кл. т. 0,5S 800/5 Зав. № 11/216009 ; Зав. № 11/216010 ; Зав. № 11/216011	-	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36147156	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6
47	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ЩСН ТСН-1 0,4 кВ ИК №48	EASK 105.6 Кл. т. 0,5S 1600/5 Зав. № 11/215997; Зав. № 11/215998 ; Зав. № 11/215999	-	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36112702	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
48	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ЩСН ТСН-2 0,4 кВ ИК №49	ЕАСК 105.6 Кл. т. 0,5S 1600/5 Зав. № 11/216003 ; Зав. № 11/216004; Зав. № 11/216005	-	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36109288	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6
49	ПС 330 кВ Северная (330/110/10), ЩСН ТСН-3 0,4 кВ ИК №50	ЕАСК 105.6 Кл. т. 0,5S 1600/5 Зав. № 11/216000 ; Зав. № 11/216001 ; Зав. № 11/216002	-	SL7000 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 36113978	RTU-325H- E2-512-M4-B8 Зав. № 006731	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6

