

УТВЕРЖДАЮ



И.о. директора
ФБУ "Ивановский ЦСМ"

Н.А.Дегтярев

« 22 » декабря _____ 2016 г.

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
ПАО «НЗХК»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

г. Иваново
2016 год

Содержание

	Стр.
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	3
3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	4
4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	5
5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	6
6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	7
7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	7
8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	8
9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	8
10 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ.....	11
11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	12
ПРИЛОЖЕНИЕ А	13
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	31

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «НЗХК», заводской номер № 145, предназначенной для измерений активной и реактивной электроэнергии за установленные интервалы времени, сбора, хранения и обработки 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 (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596-2002.

Первичную поверку системы выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ в целях 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».

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

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

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

ГОСТ 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 $6\sqrt{3}\dots 35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации».

МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения $35\dots 330/\sqrt{3}$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя».

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 31819.22-2012 (IEC 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 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии».

ГОСТ 31819.21-2012 (IEC 62053-21:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2».

ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Счетчики статические реактивной энергии»

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 Р 51321.1-2007 «Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Ч. 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний»

Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок ПОТЭУ 2014 г.

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	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

9. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком.	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. Идентификация программного обеспечения	10	Да	Да
13. 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 также 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 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
 - Средства поверки счетчиков:
 - счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК – по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167 РЭ1, утверждённому руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «21» марта 2011 г.;
 - счетчиков СЭТ-4ТМ.02М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.
 - счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.
 - УСВ 2 - в соответствии с документом ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
 - радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
 - переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками.
- 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 Федеральный информационный фонд 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 «ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений», ГОСТ Р 56069-2014 «Требования к экспертам и специалистам. Поверитель средств измерений. Общие требования», 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 выше 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 выше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

5.5 Поверка счетчиков, 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 выше 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 выше 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 выше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

5.8 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 параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока

и напряжения прибором «Энергомонитор-3.1» 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 выше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

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 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 при эксплуатации электроустановок»; 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.

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

7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

7.1 Условия поверки АИИС КУЭ должны соответствовать условиям ее эксплуатации, нормированным в технической документации, средства поверки должны применяться в условиях, указанных в документации на них.

7.2 При поверке параметры электроэнергии контролируемых присоединений в точках измерений должны находиться в пределах:

- сила электрического тока от $0,05I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$;
- напряжение от $0,9U_{ном}$ до $1,1U_{ном}$;
- частота от $0,95f_{ном}$ до $1,05f_{ном}$;
- коэффициент мощности $\cos\phi$ от 0,5 до 1 (среднее значение $\cos\phi = 0,9$).

Режим работы сети полнофазный, симметричный, высшие гармоники отсутствуют.

7.3 Температура окружающего воздуха в местах наружного расположения измерительных компонентов АИИС КУЭ не должна выходить за пределы от минус 15 до +50°C, относительная влажность в местах расположения счетчиков не более 98 % при +35°C. Фактическая температура окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии должна находиться в пределах от 0 до +40°C.

7.4 Индукция внешнего магнитного поля, создаваемого током частоты, одинаковой с частотой подаваемого на счетчик напряжения, в местах расположения счетчиков не должна превышать 0,5 мТл.

7.5 Нагрузка на вторичные цепи ТН и ТТ должна находиться в допустимых пределах, установленных в технической документации на ТТ в соответствии с ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия» и ТН в соответствии с ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

7.6 Потери напряжения в линиях соединения счётчика с ТН не должны превышать 0,25 % от номинального значения напряжения на вторичной обмотке ТН.

7.7 Диапазоны измерений применяемых СИ должны соответствовать диапазонам измерения контролируемых параметров и перекрывать их наибольшие и наименьшие значения.

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, 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:
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК – по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167 РЭ1, утверждённому руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ»

«21» марта 2011 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.02М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 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). Поверку 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 непригодности.

9.4 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ

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 БД) АИИС КУЭ.

9.4.5 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчиках электроэнергии.

При обнаружении несоответствий по п. 9.4 дальнейшие операции по поверке 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.

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

9.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с «Методикой выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энергомонитор-3.1» в условиях эксплуатации».

Результаты поверки ИК по п.8.3 считают удовлетворительными, если мощность нагрузки на вторичные цепи ТТ находится в диапазоне от 25 до 100 % от номинальной;

Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки на вторичных цепях ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов–протоколов на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала АИИС КУЭ. Результаты поверки 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.

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

Измерение мощности нагрузки на вторичные цепи ТН проводят в соответствии с «Методикой выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энергомонитор-3.1» в условиях эксплуатации»

Результаты поверки ИК по п.9.7 считают удовлетворительными, если

- мощность нагрузки ТН находится в диапазоне от 25 до 100 % от номинальной;
- отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более ± 10 % от номинального.

Примечания

1 Допускается измерение мощности нагрузки на вторичных цепях ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов–протоколов на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала АИИС КУЭ. Результаты поверки 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.

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 счетчиком

Проверяют наличие данных измерений падения напряжения U_n в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методикой выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энергомонитор-3.1» 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 поверке 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 навигацион-

ной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов счетчиков, получающего сигналы точного времени от устройства синхронизации системного времени GPS-приемника. Расхождение показаний радиочасов со счетчиком не должно превышать ± 1 с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

При обнаружении несоответствий по п. 9.9 дальнейшие операции по поверке 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 учетного значения.

9.10.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 9.10.3 в реальном режиме времени слить 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 поверке ИК прекращаются, 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 МИНПРОМТОРГА России от 02.07.2015 №1815. 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 МИНПРОМТОРГА России от 02.07.2015 №1815 с указанием причин.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.14, П 52/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
2.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.1, П 53/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
3.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, I-СШ, яч.2, П 54/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
4.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.3, П 80/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
5.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.6, П 81/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
6.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.4, П 82/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
7.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.11, ВАК-2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
8.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.13, ВАК-1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
9.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.17, П 52/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
10.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.30, П 53/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
11.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.29, П 54/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
12.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.26, П 80/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
13.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.28, П 81/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
14.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.27, П 82/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
15.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.20, ВАК-3	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
16.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.21, ВАК-7	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
17.	Зд. 655 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.22, ВАК-8	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
18.	ПС-29 10/0,4 кВ, СШ 10 кВ ф.3, Ввод Т-1	ТОЛ-10-1-8-У2 Коэф. тр. 50/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
19.	ПС-29 10/0,4 кВ СШ 10 кВ, ф.4, Ввод Т-2	ТОЛ-10-1-8-У2 Коэф. тр. 50/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
20.	КП-2 КРУ-10 кВ, I-СШ, яч.9, П 9/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
21.	КП-2 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.10, П 10/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
22.	КП-2 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.4, П 17/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
23.	КП-2 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.1, П 4/4	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
24.	КП-2 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.12, П 6/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
25.	КП-2 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.13, П 6/3	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
26.	КП-2 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.2, П 8/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
27.	КП-2 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.11, П 24/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
28.	КП-2 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.25, П 4/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
29.	КП-2 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.24, П 6/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
30.	КП-2 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.20, П 8/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
31.	КП-2 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.22, П 24/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
32.	КП-2 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.31, П 2/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
33.	КП-2 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.30, П 11/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
34.	КП-2 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.23, П 69/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
35.	КП-2 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.28, П 3/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
36.	КП-2 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.17, П 5/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
37.	КП-2 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.16, П 7/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
38.	ПС-18 10/0,4кВ, СШ 10 кВ, Яч.1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр.75 /5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
39.	ПС-18 10/0,4кВ, СШ 10 кВ, Яч.3,	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр.75 /5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
40.	ПС-18, 10/0,4кВ, СШ 10 кВ, Яч.2, Ввод Т	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр.10 /5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
41.	КП-3 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.11, П 9/1	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коеф. тр. 150/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коеф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
42.	КП-3 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.13, П 10/1	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коеф. тр. 150/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коеф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
43.	КП-3 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.29, П 26/1	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коеф. тр. 150/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коеф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
44.	КП-3 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.17, П 2/2	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коеф. тр. 150/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коеф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
45.	КП-3 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.3, КТП 43/1	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коеф. тр. 150/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коеф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
46.	КП-3 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.5, П 20/3	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коеф. тр. 150/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коеф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
47.	КП-3 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.9, П 22/1	ТОЛ-10 УХЛ2.1 Коеф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коеф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
48.	КП-3 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.7, П 93/2	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коеф. тр. 150/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коеф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
49.	КП-3 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.15, КТП 44/2	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коеф. тр. 150/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коеф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
50.	КП-3 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.23, П 91/2	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коеф. тр. 150/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коеф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
51.	КП-3 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.27, П 62/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
52.	КП-3 КРУ-10 кВ, III-СШ 10 кВ, яч.67, КТП 43/2	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
53.	КП-3 КРУ-10 кВ, III-СШ 10 кВ, яч.61, КТП _н 94/2	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
54.	КП-3 КРУ-10 кВ, III-СШ 10 кВ, яч.65, П 20/4	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
55.	КП-3 КРУ-10 кВ, III-СШ 10 кВ, яч.55, П 93/1	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
56.	КП-3 КРУ-10 кВ, III-СШ 10 кВ, яч.43, КТП-44/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
57.	КП-3 КРУ-10 кВ, III-СШ 10 кВ, яч.47, П 91/1	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
58.	КП-3 КРУ-10 кВ, III-СШ 10 кВ, яч.63, П 62/2	ТОЛ-10 УХЛ2.1 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
59.	КП-3 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.10, П 26/2	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
60.	КП-3 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.12, П 5/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
61.	КП-3 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.6, П 21/1	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
62.	КП-3 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.16, П 17/2	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
63.	КП-3 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.4, ДЭП	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
64.	КП-3 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.18, П 7/2	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
65.	КП-3 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.26, П 1/2	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
66.	КП-3 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.14, П 27/1	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
67.	КП-3 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.28, П 61/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
68.	КП-3 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.30, П 90/2	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
69.	КП-3 КРУ-10 кВ, IV -СШ 10 кВ, яч.44, П 26/3	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
70.	КП-3 КРУ-10 кВ, IV-СШ 10 кВ, яч.56, П 27/2	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
71.	КП-3 КРУ-10 кВ, IV-СШ 10 кВ, яч.62, П 69/1	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
72.	КП-3 КРУ-10 кВ, IV-СШ 10 кВ, яч.48, П 61/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
73.	КП-3 КРУ-10 кВ, IV-СШ 10 кВ, яч.42, П 90/1	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
74.	КП-3 КРУ-10 кВ, IV-СШ 10 кВ, яч.54, П 21/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
75.	КП-3 КРУ-10 кВ, IV-СШ 10 кВ, яч.68, КТПн 94/1	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
76.	КП-3 КРУ-10 кВ, IV-СШ 10 кВ, яч.46, П 3/2	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
77.	КП-3 КРУ-10 кВ, IV-СШ 10 кВ, яч.64, П 11/1	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
78.	КП-3 КРУ-10 кВ, IV-СШ 10 кВ, яч.60, П 4/5	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
79.	КП-3 КРУ-10 кВ, IV-СШ 10 кВ, яч.58, П 22/2	ТОЛ-10-8.2-3 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
80.	ПС-77 10/0,4 кВ I СШ 10кВ, ф.3, Ввод Т-1	ТПЛ-10 М-У2 Коэф. тр. 50/5 КТ 0,5S	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±2,2 ±4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
81.	ПС-77 10/0,4 кВ, II СШ 10кВ, ф.8, Ввод Т-2	ТЛМ-10-1 У3 Коэф. тр. 50/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
82.	КП-4 РРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.4, П 92/ф.1	ТПОЛ-10М Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
83.	КП-4 РРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.29	ТПОЛ-10М Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
84.	КП-4 РРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.5	ТПОЛ-10М Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
85.	КП-4 РРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.7	ТПОЛ-10М Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
86.	КП-4 РРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.10	ТПОЛ-10М Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
87.	КП-4 РРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.11	ТПОЛ-10М Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
88.	КП-4 РРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.18	ТПОЛ-10М Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
89.	КП-4 РРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.19	ТПОЛ-10М Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
90.	КП-4 РРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.20	ТПОЛ-10М Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
91.	КП-4 РРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.21	ТПОЛ-10М Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
92.	КП-4 РРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.24	ТПОЛ-10М Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
93.	КП-4 РРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.25	ТПОЛ-10М Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
94.	КП-4 РРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.15	ТПОЛ-10М Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
95.	КП-4 НРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.8, П 34/1	ТПОЛ-10М Коэф. тр. /5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
96.	КП-4 НРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.1, П 50/2	ТПЛ-10-М-1 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
97.	КП-4 НРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.12, ВПП/1	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Коэф. тр. 400/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
98.	КП-4 НРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.7, П 33/1	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
99.	КП-4 НРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.35, КТПН-51/1	ТПЛ-10-М-1 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
100.	КП-4 НРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.11, П 37/1	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
101.	КП-4 НРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.3, П 38/1	ТПОЛ-10-3 У3 Коэф. тр. 75/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
102.	КП-4 НРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.38, П 40/2	ТПЛ-10-М-1 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
103.	КП-4 НРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.36, П 39/3	ТПЛ-10-М-1 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
104.	КП-4 НРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.2, П 49/1	ТПЛ-10-М-1 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
105.	КП-4 НРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.10, П 35/1	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
106.	КП-4 НРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.37, П 36/2	ТПЛ-10-М-1 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
107.	КП-4 НРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.15, ВПП/2	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Коэф. тр. 400/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
108.	КП-4 НРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.19, П 33/2	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
109.	КП-4 НРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.25, КТПн-51/2	ТПЛ-10-М-1 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
110.	КП-4 НРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.27, П 37/2	ТПЛ-10-М-1 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
111.	КП-4 НРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.16, П 37/3	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
112.	КП-4 НРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.26, П 38/2	ТПЛ-10-М-1 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
113.	КП-4 НРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.30, П 40/1	ТПЛ-10-М-1 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
114.	КП-4 НРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.29, П 39/2	ТПЛ-10-М-1 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
115.	КП-4 НРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.31, П 49/2	ТПЛ-10-М-1 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
116.	КП-4 НРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.32, П 35/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
117.	КП-4 НРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.17, П 36/1	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
118.	КП-4 НРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.24, П 23/2	ТПЛ-10-М-1 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
119.	КП-5 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.17, П 20/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
120.	КП-5 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.15, П 48/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
121.	КП-5 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.37, П 56/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
122.	КП-5 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.33, П 59/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
123.	КП-5 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.39, П 60/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
124.	КП-5 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.35, П 63/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
125.	КП-5 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.27, П 64/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
126.	КП-5 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.13	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
127.	КП-5 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.29, П 57	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
128.	КП-5 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.9, П 46/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
129.	КП-5 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.11, П 42/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
130.	КП-5 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.19, П 47/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
131.	КП-5 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.23, П 65/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
132.	КП-5 КРУ-10 кВ, I-СШ 10 кВ, яч.31, П 41/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
133.	КП-5 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.18, П 46/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
134.	КП-5 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.12, П 42/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
135.	КП-5 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.24, П 47/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
136.	КП-5 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.46, П 65/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
137.	КП-5 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.32, П 41/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
138.	КП-5 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.30, П 58	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
139.	КП-5 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.20, П 48/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
140.	КП-5 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.38, П 56/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
141.	КП-5 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.34, П 59/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
142.	КП-5 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.42, П 60/2	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
143.	КП-5 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.40, П 63/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
144.	КП-5 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.28 П 64/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
145.	КП-5 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.14	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
146.	КП-5 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.48, П 92/ф.5	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2
147.	КП-5 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.22, П 20/1	ТОЛ-10-1-8 У2 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная	±1,7	±2,4
					реактивная	±2,6	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
148.	ПС-76 10/0,4 кВ, I СШ 10 кВ, яч.3, Ввод-1	ТОЛ-10-1-2 У2 Коэф. тр. 50/5 КТ 0,5S	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±2,2 ±4,0
149.	ПС-76 10/0,4 кВ, II СШ 10 кВ, яч.4, Ввод-2	ТОЛ-10-1-2 У2 Коэф. тр. 50/5 КТ 0,5S	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±2,2 ±4,0
150.	ПС-76 10/0,4 кВ, I СШ 10 кВ, яч.5	ТОЛ-10-1-2 У2 Коэф. тр. 50/5 КТ 0,5S	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±2,2 ±4,0
151.	ПС-78 10/0,4 кВ, I СШ 10 кВ, ф.1, Ввод-1	ТПЛ-10 Коэф. тр. 50/5 КТ 0,5	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
152.	ПС-78 10/0,4 кВ, II СШ 10кВ, ф.7, Ввод-2	ТПЛ-10М-У2 Коэф. тр. 50/5 КТ 0,5S	НТМИ-10-66 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±2,2 ±4,0
153.	ПС-67 Зд.751 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, Ввод Т-1	ТОЛ-10 -У3 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
154.	ПС-67 Зд.751 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, Ввод Т-2	ТОЛ-10-1-1 У2 Коэф. тр.100/5 КТ 0,5S	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±2,2 ±4,0
155.	ПС-66 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, Ввод Т-1	ТОЛ-10-У3 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
156.	ПС-66 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, Ввод Т-2	ТОЛ-10-У3 Коэф. тр. 100/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
157.	КТП-30 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, Ввод Т-1	ТОЛ-10 У3 Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
158.	КТП-30 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, Ввод Т-2	ТОЛ-10 У3 Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
159.	ПС-14 10/0,4 кВ, СШ 10кВ, ф.4, Ввод Т	ТОЛ-10 -1-8 У2 Коэф. тр. 20/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
160.	ПС-45 10/0,4 кВ, СШ 10 кВ, ф.3, Ввод Т	ТОЛ-10 -1-8 У2 Коэф. тр. 50/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
161.	ПС-12 10/0,4 кВ, I СШ 10 кВ, ф.1, Ввод Т-1	ТОЛ-10 -1-8 У2 Коэф. тр. 30/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
162.	ПС-12 10/0,4 кВ, II СШ 10 кВ, ф.2, Ввод Т-2	ТОЛ-10 -1-8 У2 Коэф. тр. 30/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
163.	КП-3 КРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.8, П 95/1	ТЛК-10 4 У2 Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5S	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Зав. № 0606112012 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±2,2 ±4,0
164.	КП-3 КРУ-10 кВ, IV-СШ 10 кВ, яч.66, П 95/2	ТЛК-10 4 У2 Коэф. тр. 200/5 КТ 0,5S	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Зав. № 0606112012 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±2,2 ±4,0
165.	БМТЭС 10,5 кВ, ЗРУ-10,5кВ, I СШ 10,5кВ, ф.4	ТЛО-10 Коэф. тр. 500/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10500/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
166.	БМТЭС 10,5 кВ, ЗРУ-10,5кВ, II СШ 10,5кВ, ф.15	ТЛО-10 Коэф. тр. 500/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10500/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2
167.	КП-4 НРУ-10 кВ, II-СШ 10 кВ, яч.18, П 32/2	ТПОЛ-10М-3 УХЛ2 Коэф. тр. 150/5 КТ 0,5	ЗНОЛ 06 Коэф. тр. 10000/100 КТ 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,2

