РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»

УТВЕРЖДЕНО

Департамент
науки и техники
РАО «ЕЭС России»
8 мая 1997 г.

ОБЪЕМ И НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

РД 34.45-51.300-97

6-Е ИЗДАНИЕ, С ИЗМЕНЕНИЯМИ И ДОПОЛНЕНИЯМИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.03.2001

Москва
«Издательство НЦ ЭНАС»
2004

Объем и нормыиспытаний электрооборудования / Под общ. ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г.Мамиконянца. - 6-е изд., с изм. и доп. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

В книгеприведены периодичность, объем и нормы испытаний генераторов,электродвигателей, трансформаторов, выключателей и другого электрооборудованияэлектрических станций и сетей.

Шестое изданиеНорм содержит требования, уточненные с учетом опыта энергосистем, наладочныхорганизаций, ремонтных заводов и научно-исследовательских институтов. В неговключены современные методы диагностики электрооборудования, оно дополненотакже нормами контроля элегазовой аппаратуры, вакуумных выключателей,ограничителей перенапряжений, кабелей с полиэтиленовой изоляцией,предохранителей-разъединителей.

В настоящемиздании учтены изменения и дополнения, утвержденные РАО «ЕЭС России», пососостоянию на 01.03.2001.

Нормыпредназначены для инженерно-технического персонала, занимающегося наладкой,эксплуатацией и ремонтом электрооборудования электрических станций и сетей.

Предисловие

Объем и нормыиспытаний электрооборудования (издание шестое, в дальнейшем - Нормы) составленыАО «Фирма ОРГРЭС» (инженеры С.А. Бажанов, В.М. Герасимов, Е.И. Коновалов, А.И.Левковский, А.Г. Мирзоев, И.Ф. Перельман, В.Б. Сатин, П.М. Сви, В.В. Смекалов,М.Д. Столяров, С.И. Фейгин, Д.В. Шуварин), АО «ВНИИЭ» (инженеры В.И. Долина, В.Б.Кулаковский, А.П. Чистиков) и АО «Уралтехэнерго» (инженеры В.И. Бельман, В.Э.Пиннеккер) и рассмотрены комиссией, образованной Департаментом науки и техникиРАО «ЕЭС России» в составе: К.М. Антипов (председатель), Ф.Л. Коган, Л.Г.Мамиконянц (заместители председателя), С.Е. Алферов, И.Г. Барг, С.Г. Королев,Ю.Н. Львов, В.Ф. Могузов, В.В. Смекалов, С.И. Фейгин, Ю.С. Фролов, П.А. Шейко.

Нормыпредназначены для инженерно-технического персонала, занимающегося наладкой,эксплуатацией и ремонтом электрооборудования электрических станций и сетей.

Шестое изданиеНорм содержит требования, уточненные с учетом опыта энергосистем, наладочныхорганизаций, ремонтных заводов и научно-исследовательских институтов. В неговключены современные методы диагностики электрооборудования, оно дополненотакже нормами контроля элегазовой аппаратуры, вакуумных выключателей,ограничителей перенапряжений, кабелей с полиэтиленовой изоляцией,предохранителей-разъединителей.

В Нормах, какправило, не приводятся методики испытаний и метрологические требования, так какони отражены в инструкциях, методических указаниях, пособиях и т.п.

С введением в действиенастоящих Норм считаются утратившими силу Нормы испытания электрооборудования(издание пятое, М.: Атомиздат, 1978).

Замечания ипредложения по уточнению и совершенствованию Норм, а также вопросы по ихиспользованию следует направлять в АО «Фирма ОРГРЭС» по адресу: 105023, г.Москва, Семеновский пер., 15.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. НастоящимиНормами следует руководствоваться при вводе электрооборудования в работу и впроцессе его эксплуатации. Наряду с Нормами следует руководствоватьсядействующими руководящими документами, а также инструкциями заводов -изготовителей электрооборудования, если они не противоречат требованиям Норм.

1.2. Нормамипредусматриваются как традиционные испытания, положительно зарекомендовавшиесебя в течение многих лет, так и испытания, не предусмотренные предыдущимизданием, но широко применяемые в последние годы и подтвердившие своюэффективность (например, хроматографический анализ газов, растворенных в масле,инфракрасная диагностика, оценка старения бумажной изоляции и др.), какправило, не требующие вывода оборудования из работы и позволяющие определятьстепень развития и опасность возможных дефектов на ранних стадиях.

1.3. В Нормахприняты следующие условные обозначения категорий контроля:

П - при вводе вэксплуатацию нового электрооборудования и электрооборудования, прошедшеговосстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию на специализированномремонтном предприятии;

К - прикапитальном ремонте на энергопредприятии;

С - при среднемремонте;

Т - при текущемремонте электрооборудования;
М - междуремонтами.
Категория «К»включает контроль при капитальном ремонте как данного вида электрооборудования,так и оборудования данного присоединения.
Испытания присредних ремонтах турбогенераторов с выводом ротора производятся в объеме и понормам для капитального ремонта (К), а без вывода ротора - в объеме и по нормамдля текущего ремонта (Т).
Периодичностьмежремонтного контроля электрооборудования, если она не указана в ПТЭ или всоответствующих разделах Норм, устанавливается техническим руководителемэнергопредприятия с учетом условий и опыта эксплуатации, технического состоянияи срока службы электрооборудования.
1.4. В Нормахприведен перечень испытаний и предельно допустимые значения контролируемыхпараметров. Техническое состояние электрооборудования определяется не толькопутем сравнения результатов конкретных испытаний с нормируемыми значениями, нои по совокупности результатов всех проведенных испытаний, осмотров и данныхэксплуатации. Значения, полученные при испытаниях, во всех случаяхдолжны быть сопоставлены с результатами измерений на других фазахэлектрооборудования и на однотипном оборудовании. Однако главным являетсясопоставление измеренных при испытаниях значений параметров электрооборудованияс их исходными значениями и оценка имеющих место различий по указанным в Нормахдопустимым изменениям. Выход значений параметров за установленные границы(предельные значения) следует рассматривать как признак наличия дефектов,которые могут привести к отказу оборудования.
1.5. В качествеисходных значений контролируемых параметров при вводе в эксплуатацию новогоэлектрооборудования принимают значения, указанные в паспорте или протоколезаводских испытаний. При эксплуатационных испытаниях, включая испытания привыводе в капитальный ремонт, в качестве исходных принимаются значенияпараметров, определенные испытаниями при вводе в эксплуатацию новогоэлектрооборудования. Качество проводимого на энергопредприятии ремонтаоценивается сравнением результатов испытаний после ремонта с данными при вводев эксплуатацию нового электрооборудования, принимаемыми в качестве исходных.После капитального или восстановительного ремонта, а также реконструкции,проведенных на специализированном ремонтном предприятии, в качестве исходных дляконтроля в процессе дальнейшей эксплуатации принимаются значения, полученные поокончании ремонта (реконструкции).
1.6. Контрольэлектрооборудования производства иностранных фирм при наличии экспертногозаключения РАО «ЕЭС России» о соответствии функциональных показателей этогооборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиямпроизводится в соответствии с указаниями фирмы-поставщика.
1.7. Кромеиспытаний, предусмотренных Нормами, все электрооборудование должно пройтиосмотр, проверку работы механической части и другие испытания согласноинструкциям по его эксплуатации и ремонту.
1.8. Техническимруководителям энергопредприятий рекомендуется обеспечивать внедрениепредусмотренного Нормами контроля состояния электрооборудования под рабочимнапряжением, позволяющего выявлять дефекты на ранних стадиях их развития,привлекая при необходимости организации, аккредитованные на право проведениясоответствующих испытаний. По мере накопления опыта проведения контроля подрабочим напряжением решением технического руководителя энергопредприятиявозможны переход к установлению очередных сроков ремонта электрооборудования порезультатам диагностики его состояния и отказ от некоторых видов испытаний,выполняемых на отключенном электрооборудовании.
1.9. Тепловизионныйконтроль состояния электрооборудования рекомендуется производить дляраспределительных устройств в целом. Для закрытых распределительных устройствконтроль производится, если это позволяет их конструкция.
1.10. Оценкасостояния резервного электрооборудования, а также его частей и деталей,находящихся в резерве, производится в объеме, указанном в Нормах. Периодичностьконтроля устанавливается техническим руководителем энергопредприятия взависимости от условий хранения.
1.11. Испытаниеповышенным напряжением промышленной частоты обязательно для электрооборудованияна напряжение до 35 кВ включительно.
При отсутствиинеобходимой испытательной аппаратуры переменного тока допускается испытыватьэлектрооборудование распределительных устройств напряжением до 20 кВ повышеннымвыпрямленным напряжением, которое должно быть равно полуторакратному значениюиспытательного напряжения промышленной частоты.
1.12.Электрооборудование и изоляторы на номинальное напряжение, превышающееноминальное напряжение электроустановки, в которой они эксплуатируются, могутиспытываться приложенным напряжением, установленным для класса изоляции даннойэлектроустановки.
Если испытаниевыпрямленным напряжением или напряжением промышленной частоты производится безотсоединения ошиновки электрооборудования распределительного устройства, тозначение испытательного напряжения принимается по нормам дляэлектрооборудования с самым низким уровнем испытательного напряжения.
Испытаниеповышенным напряжением изоляторов и трансформаторов тока, соединенных ссиловыми кабелями 6-10 кВ, может производиться вместе с кабелями. Оценкасостояния производится по нормам, принятым для силовых кабелей.

1.13. После полнойзамены масла в маслонаполненном электрооборудовании (кроме масляныхвыключателей всех напряжений) его изоляция должна быть подвергнута повторнымиспытаниям в соответствии с настоящими Нормами.

1.14. В случаяхвыхода значений определяемых при испытаниях параметров за установленные пределыдля выявления причин этого, а также при необходимости более полной оценкисостояния электрооборудования в целом и (или) его отдельных узлов,рекомендуется использовать дополнительные испытания и измерения, указанные вНормах. Допускается также применение испытаний и измерений, не предусмотренныхнастоящими Нормами, при условии, что уровень испытательных воздействий непревысит указанного в Нормах.

1.15. Устройстварелейной защиты и электроавтоматики проверяются в объеме и по нормам,приведенным в соответствующих нормативно-технических документах.

1.16. Местныеинструкции должны быть приведены в соответствие с данными Нормами.

1.17. Объем и срокииспытания электрооборудования могут изменяться техническим руководителемАО-энерго, электростанции, ПЭС в зависимости от производственной важности инадежности оборудования.

Объем испытанийэлектрооборудования распределительных сетей напряжением до 20 кВустанавливается техническим руководителем предприятия, эксплуатирующегоэлектросети.

1.18. В Нормахприменяются следующие понятия:

Предельнодопустимое значение параметра - наибольшее или наименьшее значениепараметра, которое может иметь работоспособное электрооборудование.

Исправноесостояние - состояние электрооборудования, при котором оно соответствуетвсем требованиям конструкторской и нормативно-технической документации.

Ресурс - наработкаэлектрооборудования от начала его эксплуатации или ее возобновления послеремонта до перехода в состояние, при котором дальнейшая эксплуатациянедопустима или нецелесообразна.

Контрольтехнического состояния (в тексте - контроль) - проверка соответствия значенийпараметров электрооборудования требованиям настоящих Норм.

Ремонт потехническому состоянию - ремонт, объем и время проведения которого определяютсясостоянием электрооборудования по результатам контроля, проводимого сperiодичностью и в объеме, установленном настоящими Нормами.

Испытания -экспериментальное определение качественных и (или) количественных характеристикэлектрооборудования в результате воздействия на него факторами,регламентированными настоящими Нормами.

Комплексныеиспытания - испытания в объеме, определяемом специальной программой.

Измерения - нахождениезначения физической величины опытным путем с помощью технических средств,имеющих нормированные метрологические свойства.

Погрешностьизмерения - допустимые пределы погрешности, определяемые стандартизованной илиаттестованной методикой измерений.

Испытательноенапряжение частоты 50 Гц - действующее значение напряжения переменного тока, котороедолжна выдерживать в течение заданного времени внутренняя и внешняя изоляцияэлектрооборудования при определенных условиях испытания.

Испытательноевыпрямленное напряжение - амплитудное значение выпрямленного напряжения,прикладываемого к электрооборудованию в течение заданного времени приопределенных условиях испытания.

Электрооборудованиес нормальной изоляцией - электрооборудование, предназначенное для применения вэлектроустановках, подверженных действию атмосферных перенапряжений, приобычных мерах по грозозащите.

Электрооборудованиес облегченной изоляцией - электрооборудование, предназначенное для применения лишь вэлектроустановках, не подверженных действию атмосферных перенапряжений, или приспециальных мерах по грозозащите, ограничивающих амплитуду атмосферныхперенапряжений до значений, не превышающих амплитуду одноминутногоиспытательного напряжения частоты 50 Гц.

Аппараты - силовыевыключатели, выключатели нагрузки, разъединители, отделители,короткозамыкатели, заземлители, предохранители, предохранители-разъединители,вентильные разрядники, ограничители перенапряжений, комплектныераспределительные устройства, комплектные экранированные токопроводы,конденсаторы.

2. ОБЩИЕМЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ИСПЫТАНИЯМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

2.1. Испытанияэлектрооборудования должны производиться с соблюдением требований правилтехники безопасности.

Измерениеизоляционных характеристик электрооборудования под рабочим напряжениемразрешается осуществлять при условии использования устройств, обеспечивающихбезопасность работ и защиту нормально заземляемого низкопотенциального выводаконтролируемого объекта от появления на нем опасного напряжения при нарушениисвязи с землей.

2.2. Электрическиеиспытания изоляции электрооборудования и отбор пробы трансформаторного маслаДля испытаний необходимо проводить при температуре изоляции не ниже 5 °С, кромеоговоренных в Нормах случаев, когда измерения следует проводить при болеевысокой температуре. В отдельных случаях (например, при приемо-сдаточныхиспытаниях) по решению технического руководителя энергопредприятия измерениятангенса угла диэлектрических потерь, сопротивления изоляции и другие измеренияна электрооборудовании на напряжение до 35 кВ включительно могут проводитьсяпри более низкой температуре. Измерения электрических характеристик изоляции,произведенные при отрицательных

температурах, должны быть повторены в возможноболее короткие сроки при температуре изоляции не ниже 5 °С.

2.3. Сравнениехарактеристик изоляции должно производиться при одной и той же температуреизоляции или близких ее значениях (расхождение - не более 5 °С). Если этоневозможно, должен применяться температурный перерасчет в соответствии синструкциями по эксплуатации конкретных видов электрооборудования.

При измерениисопротивления изоляции отсчет показаний мегаомметра производится через 60 спосле начала измерений. Если в соответствии с Нормами требуется определениекоэффициента абсорбции ($R_{60''}/R_{15''}$), отсчетпроизводится дважды: через 15 и 60 с после начала измерений.

2.4. Испытаниюповышенным напряжением должны предшествовать тщательный осмотр и оценкасостояния изоляции другими методами.

Передпроведением испытаний изоляции электрооборудования (за исключением вращающихсямашин, находящихся в эксплуатации) наружная поверхность изоляции должна бытьочищена от пыли и грязи, кроме тех случаев, когда испытания проводятся методом,не требующим отключения электрооборудования.

2.5. Испытаниеизоляции обмоток вращающихся машин, трансформаторов и реакторов повышеннымприложенным напряжением частоты 50 Гц должно производиться поочередно длякаждой электрически независимой цепи или параллельной ветви (в последнем случаепри наличии полной изоляции между ветвями). При этом вывод испытательногоустройства, который будет находиться под напряжением, соединяется с выводомиспытуемой обмотки, а другой - с заземленным корпусом испытуемогоэлектрооборудования, с которым на все время испытаний данной обмоткиэлектрически соединяются все другие обмотки.

Обмотки,соединенные между собой наглухо и не имеющие выведенных обоих концов каждойфазы или ветви, должны испытываться относительно корпуса без их разъединения.

2.6. При испытанияхэлектрооборудования повышенным напряжением частоты 50 Гц, а также при измерениитока и потерь холостого хода силовых и измерительных трансформатороврекомендуется использовать линейное напряжение питающей сети.

2.7. Испытательноенапряжение должно подниматься плавно со скоростью, допускающей визуальныйконтроль по измерительным приборам, и по достижении установленного значенияподдерживаться неизменным в течение всего времени испытания. После требуемойвыдержки напряжение плавно снижается до значения не более одной третииспытательного и отключается.

Подпродолжительностью испытания подразумевается время приложения полногоиспытательного напряжения, установленного Нормами.

3. СИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ, КОМПЕНСАТОРЫ[1] И КОЛЛЕКТОРНЫЕВОЗБУДИТЕЛИ

[1]Далее для сокращения - генераторы. Номинальная мощность указывается активная -для генераторов и реактивная - для компенсаторов.

3.1.Типовой объем и нормы испытаний

Типовой объем инормы измерений и испытаний генераторов во время или после монтажа, прикапитальных и текущих ремонтах, а также в межремонтный период, приведены в пп. 3.2-3.34.

Генераторы нанапряжение 1 кВ и выше мощностью менее 1000 кВт испытываются как минимум толькопо пп. 3.2, 3.3, 3.5, 3.6, 3.8-3.10, 3.16 и 3.17.

Генераторы нанапряжение ниже 1 кВ независимо от мощности испытываются как минимум только попп. 3.2, 3.3, 3.5, 3.6, 3.8, 3.16 и 3.17.

Объем и нормыпооперационных измерений и испытаний при восстановительных ремонтах обмотокгенераторов сведены в приложении 1.

3.2. Определениеусловий включения в работу генераторов без сушки

После текущего,среднего или капитального ремонтов генераторы, как правило, включаются в работубез сушки.

Генераторы,вновь вводимые в эксплуатацию или прошедшие ремонт со сменой обмоток,включаются без сушки, если сопротивление изоляции ($R_{60''}$) и коэффициент абсорбции ($R_{60''}/R_{15''}$) обмотокстаторов имеют значения не ниже указанных в табл. 3.1.

После перепайкисоединений у генераторов с гильзовой изоляцией подсушка является обязательной.

У вновь вводимыхили прошедших ремонт со сменой обмоток генераторов с газовым (в том числевоздушным) охлаждением обмоток статоров, кроме того, должна приниматься во вниманиезависимость токов утечки от приложенного напряжения по п. 3.4. Если инструкцией завода-изготовителя вновь вводимогогенератора или инструкцией поставщика обмоток статора предусматриваютсядополнительные критерии отсутствия увлажнения изоляции, то они также должныбыть использованы.

Для генераторовс бумажно-масляной изоляцией необходимость сушки после монтажа и ремонтовустанавливается по инструкции завода-изготовителя.

Обмотки роторовгенераторов, охлаждаемые газом (воздухом или водородом), не подвергаются сушке,если сопротивление изоляции обмотки имеет значение не ниже указанного в табл. 3.1. Включение в работу генераторов,обмотки роторов которых охлаждаются водой, производится в соответствии синструкцией завода-изготовителя.

3.3. Измерение сопротивления изоляции

Сопротивлениеизоляции измеряется мегаомметром, напряжение которого выбирается в соответствиис табл. 3.1.

Сопротивлениеизоляции обмоток статора с водяным охлаждением измеряется без воды в обмотке,после продувки ее водяного тракта сжатым воздухом при соединенных с экраномегаомметра водосборных

коллекторах, изолированных от внешней системыохлаждения. Случаи, когда измерения производятся с водой в обмотке, специальнооговорены в таблице.

Допустимыезначения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции при температуре 10-30°С приведены в табл. 3.1.

Для температурвыше 30 °С допустимое значение сопротивления изоляции снижается в 2 раза накаждые 20 °С разности между температурой, при которой выполняется измерение, и30 °С.

3.4. П, К, М. Испытание изоляции обмотки статора повышеннымвыпрямленным напряжением с измерением тока утечки

Для испытанияобмоток статоров впервые вводимых в эксплуатацию генераторов зависимостьиспытательного выпрямленного напряжения, кВ, от номинального напряжениягенераторов, кВ, приведена далее:

До6,6 включительно	$1{,}28 \cdot 2{,}5U_{ном}$
Свыше6,6 до 20 включительно	$1{,}28(2U_{ном} + 3)$*
Свыше20 до 24 включительно	$1{,}28(2U_{ном} + 1)$**

* Значения испытательноговыпрямленного напряжения для турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 соответственнопринимаются 40 и 50 кВ.

** Длятурбогенераторов ТВМ-500 ($U_{ном}$ = 36,75 кВ) - 75 кВ.

В эксплуатациииизоляция обмотки статора испытывается выпрямленным напряжением у генераторов,начиная с мощности 5000 кВт.

Таблица 3.1

Допустимыезначения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
1. Обмотка статора	П	2500/1000/500**	Не менее десяти мегаом на киловольт номинального линейного напряжения	Для каждой фазы или ветви в отдельности относительно корпуса и других заземленных фаз или ветвей. Значение $R_{60''}/R_{15''}$ - не ниже 1,3
	П	2500	По инструкции завода-изготовителя	При протекании дистиллята через обмотку
	К, Т*	2500/1000/500**		$R_{60''}$ и $R_{60''}/R_{15''}$ не нормируются, но должны учитываться при решении вопроса о необходимости сушки. Как правило, не должно быть существенных расхождений в сопротивлении изоляции и коэффициентах абсорбции разных фаз или ветвей, если подобных расхождений не наблюдалось в предыдущих измерениях при близких температурах
2. Обмотка ротора	П, К, Т*, М	1000 (допускается 500)	Не менее 0,5 (при водяном охлаждении с осушенной обмоткой)	Допускается ввод в эксплуатацию генераторов мощностью не выше 300 МВт с неявнополюсными роторами, при косвенном или непосредственном воздушном и водородном охлаждении обмотки, имеющей сопротивление изоляции не ниже 2 кОм при температуре 75 °С или 20 кОм при температуре 20 °С. При большей мощности ввод генератора в эксплуатацию с сопротивлением изоляции обмотки ротора ниже 0,5 МОм (при 10-30 °С) допускается только по согласованию с заводом-изготовителем
	П, К	1000	По инструкции завода-изготовителя	При протекании дистиллята через охлаждающие каналы обмотки
3. Цепи возбуждения генератора и коллекторного возбудителя со всей присоединенной аппаратурой (без обмоток ротора и возбудителя)	П, К, Т*, М	1000 (допускается 500)	Не менее 1,0	

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
4. Обмотки возбудителя коллекторных и подвозбудителя	к, Т*	1000	Не менее 0,5	
5. Бандажи якоря коллектора возбудителя коллекторных и подвозбудителя	и, к	1000	Не менее 1,0	При заземленной обмотке якоря
6. Изолированные стяжные болты стали статора (доступные для измерения)	и, к	1000	Не менее 1,0	
7. Подшипники уплотнения вала	и, к	1000	Не менее 0,3 для гидрогенераторов 1,0 для турбогенераторов компенсаторов	Для гидрогенераторов измерение и производится, если позволяет конструкция генератора и в заводской инструкции не указаны более жесткие нормы
8. Диффузоры, щиты вентиляторов и другие узлы статора генераторов	и, к	500-1000	В соответствии с заводскими требованиями	
9. Термодатчики с соединительными проводами, включая соединительные провода, уложенные внутри генератора	П, К			
- с косвенным охлаждением обмоток статора	и, к	250 или 500	Не менее 1,0	Напряжение мегаомметра - по заводской инструкции
- с непосредственным охлаждением обмоток статора		500	Не менее 0,5	
10. Концевой вывод обмотки статора турбогенераторов серии ТГВ	и, к	2500	1000	Измерение производится до соединения вывода с обмоткой статора

* Сопротивление изоляции обмотокстатора, ротора и систем возбуждения с непосредственным водяным охлаждениемизмеряется при текущих ремонтах только в тех случаях, когда не требуетсяпроведение специально для этой цели демонтажных работ. Допускается проводитьизмерения вместе с ошиновкой.

** Сопротивлениеизоляции измеряется при номинальном напряжении обмотки до 0,5 кВ включительномегаомметром на напряжение 500 В, при номинальном напряжении обмотки свыше 0,5кВ до 1 кВ - мегаомметром на напряжение 1000 В, а при номинальном напряженииобмотки выше 1 кВ - мегаомметром на напряжение 2500 В.

Для генераторов,находящихся в эксплуатации, испытательное выпрямленное напряжение принимаетсяравным 1,6 испытательного напряжения промышленной частоты, но не вышенапряжения, которым испытывался генератор при вводе в эксплуатацию. Длямежремонтных испытаний испытательное выпрямленное напряжение выбирается поуказанию главного инженера энергопредприятия. Рекомендуется, чтобы снижениеиспытательного напряжения, если оно предусмотрено, было не более чем на $0{,}5U_{ном}$ по сравнению созначением, принятым при последнем капитальном ремонте. При оценке результатовтоки утечки не нормируются, но по характеру зависимости их от испытательногонапряжения, асимметрии токов по фазам или ветвям и характеру изменения токовутечки в течение одноминутной выдержки судят о степени увлажнения изоляции иналичии дефектов.

Токи утечки дляпостроения кривых зависимости их от напряжения должны измеряться не менее чемпри пяти равных ступенях напряжения. На каждой ступени напряжение выдерживаетсяв течение 1 мин, при этом отсчет токов утечки производится через 15 и 60 с.Ступени должны быть близкими к 0,5 $U_{ном}$. Резкое возрастание тока утечки, непропорциональное роступриложенного напряжения, особенно на последних ступенях напряжения (перегиб вкривой зависимости токов утечки от напряжения) является признаком местногодефекта изоляции, если оно происходит при испытании одной фазы обмотки, илипризнаком увлажнения, если оно происходит при испытании каждой фазы.

Характеристикойзависимости тока утечки от напряжения является коэффициент нелинейности

$$K_U = \frac{I_{нб} U_{нм}}{I_{нм} U_{нб}},$$

где $U_{нб}$ - наибольшее, т.е. полное испытательное напряжение(напряжение последней ступени);
$U_{нм}$ - наименьшеенапряжение (напряжение первой ступени);
$I_{нб}$, $I_{нм}$ - токи утечки ($I_{60''}$) принапряжениях $U_{нб}$ и $U_{нм}$.
Если на первойступени напряжения ток утечки имеет значение менее 10 мкА, то за $U_{нм}$ и $I_{нм}$ допускается принимать напряжение и ток первой изпоследующих ступеней, на которой ток утечки составляет не менее 10 мкА. Длявновь вводимых генераторов коэффициент нелинейности должен быть не более трех.
Коэффициентнелинейности не учитывается тогда, когда токи утечки на всех ступеняхнапряжения не превосходят 50 мкА. Рост тока утечки во время одноминутнойвыдержки изоляции под напряжением на одной из ступеней является признаком дефекта(включая увлажнение изоляции) и в том случае, когда токи не превышают 50 мкА.Во избежание местных перегревов изоляции токами утечки выдержка напряжения наочередной ступени допускается лишь в том случае, если токи утечки не превышаютзначений, указанных ниже:

Кратность испытательного напряжения по отношению к $U_{ном}$	0,5	1,0	1,5 и выше
Ток утечки, мкА	250	500	1000

Испытаниеизоляции полным испытательным напряжением в течение 60 с с определением токаутечки последней ступени считается одновременно и испытанием электрическойпрочности изоляции выпрямленным напряжением.
Примечание. У генераторов с водянымохлаждением изоляция обмотки статора испытывается повышенным выпрямленнымнапряжением, если это позволяет конструкция.

3.5. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Значениеиспытательного напряжения принимается по табл. 3.2.
Продолжительностьприложения испытательного напряжения составляет 1 мин. Изоляцию обмотки статорамашин, впервые вводимых в эксплуатацию, рекомендуется испытывать до вводаротора в статор. При капитальных ремонтах и межремонтных испытаниях генераторовизоляция обмотки статора испытывается после останова генератора и снятияторцевых щитов до очистки изоляции от загрязнения. Изоляция генераторов ТГВ-300до заводского № 02330 включительно (если не заменялась обмотка) испытываетсяпосле очистки ее от загрязнения.
В процессеиспытания необходимо вести наблюдение за состоянием лобовых частей обмоток утурбогенераторов и синхронных компенсаторов при снятых торцевых щитах, угидрогенераторов - при открытых люках.
Изоляция обмоткиротора турбогенераторов, впервые вводимых в эксплуатацию, испытывается приноминальной частоте вращения ротора.
У генераторов сводяным охлаждением изоляция обмотки статора испытывается при циркуляции всистеме охлаждения дистиллята с удельным сопротивлением не менее 100 кОм·см иноминальном расходе, если в инструкции завода-изготовителя генератора неуказано иначе.
При первомвключении генератора и послеремонтных (с частичной или полной сменой обмотки)испытаниях генераторов с номинальным напряжением 10 кВ и выше после испытанияизоляции обмотки повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 миниспытательное напряжение снижается до номинального значения и выдерживается втечение 5 мин для наблюдения за характером коронирования лобовых частей обмоткистатора. При этом не должны наблюдаться сосредоточенное в отдельных точкахсвечение желтого и красноватого цвета, дым, тление бандажей и тому подобные явления.Голубое и белое свечение допускается.
Перед включениемгенератора в работу по окончании монтажа или ремонта (у турбогенераторов -после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов) необходимо провестиконтрольное испытание номинальным напряжением промышленной частоты иливыпрямленным напряжением, равным $1{,}5U_{ном}$. Продолжительность испытания 1 мин.

Таблица 3.2

Испытательныенапряжения промышленной частоты

Испытуемый элемент	Вид испытания	Характеристика или типгенератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
1. Обмотка статораП генератора		Мощность до 1 МВт,номинальное напряжениевыше 0,1 кВ	$0{,}8(2U_{ном}+1)$, но не менее 1,2	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 3,3 кВ включительно	$0{,}8(2U_{ном}+1)$	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 3,3 до 6,6 кВ включительно	$0{,}8\cdot 2{,}5U_{ном}$	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 6,6 до 20 кВ включительно	$0{,}8(2U_{ном}+3)$	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное	$0{,}8(2U_{ном}+1)$	

Испытуемый элемент	Вид испытания	Характеристика или тип генератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
		напряжение свыше 20 кВ		
2. Обмотка статора гидрогенератора, шихтовка или стыковка частей статора которого производится на месте монтажа, по окончании полной сборки обмотки и изолировки соединений	П	Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 3,3 кВ включительно	$2U_{ном}+1$	Если сборка статора производится на месте монтажа, но не на фундаменте, то до установки статора на фундамент его испытания производятся по п. 2, а после установки - по п. 1 таблицы
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение свыше 3,3 до 6,6 кВ включительно	$2,5U_{ном}$	
		Мощность от 1 МВт и выше, номинальное напряжение до 20 кВ включительно	$2U_{ном}+3$	
3. Обмотка статора генератора	К	Генераторы всех мощностей	$(1,5÷1,7)U_{ном}$, но не выше испытательного напряжения при вводе генератора в эксплуатацию и ниже 1 кВ	Испытательное напряжение принимается $1,5U_{ном}$ для турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением обмотки статора. Для генераторов других мощностей испытательное напряжение принимается $1,5U_{ном}$ при ежегодных испытаниях или по специальному решению главного инженера энергопредприятия для генераторов, проработавших более 10 лет. Испытательное напряжение принимается $1,7U_{ном}$ как обязательное при испытаниях, проводимых реже 1 раза в год, кроме турбогенераторов мощностью 150 МВт и более с непосредственным охлаждением обмотки статора
	М	Генераторы всех мощностей	По решению главного инженера энергопредприятия	Рекомендуется, чтобы снижение испытательного напряжения, если оно предусмотрено этим решением, было не более $0,2U_{ном}$ по сравнению со значением, используемым при последнем капитальном ремонте
4. Обмотка явнополюсного ротора	к	Генераторы всех мощностей	$8U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1,2 и не выше 2,8 кВ	
		Генераторы всех мощностей	$6U_{ном}$ возбуждения генератора, но не ниже 1 кВ	
5. Обмотка неявнополюсного ротора	к	Генераторы всех мощностей	1,0	Испытательное напряжение принимается равным 1 кВ тогда, когда это не противоречит требованиям технических условий завода-изготовителя. Если техническими условиями предусмотрены более жесткие нормы испытания, испытательное напряжение

Испытуемый элемент	Вид испытания	Характеристика или тип генератора	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
				должно быть повышено
6. Обмотка коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П	Генераторы всех мощностей	8 $U_{ном}$ возбуждения генератора, но ниже 1,2 и не выше 2,8	Относительно корпуса и бандажей
	К	Генераторы всех мощностей	1,0	То же
7. Цепи возбуждения	П, К	Генераторы всех мощностей	1,0	
8. Реостат возбуждения	П, К	Генераторы всех мощностей	1,0	
9. Резистор цепи гашения поля и АГП	П, К	Генераторы всех мощностей	2,0	
10. Концевой вывод обмотки статора	П, К	ТГВ-200, ТГВ-200М ТГВ-300, ТГВ-500	31,0*, 34,5** 39,0*, 43,0**	Испытания проводятся до установки концевых выводов на турбогенератор

* Для концевых выводов, испытанных на заводе вместе с изоляцией обмотки статора.

** Для резервных концевых выводов передустановкой на турбогенератор.

Не допускается совмещение испытаний повышенным напряжением изоляции обмотки статора и других расположенных в нем элементов с проверкой газоплотности корпуса генератора избыточным давлением воздуха.

Испытания изоляции генераторов перед включением их в работу (по окончании монтажа или ремонта после ввода ротора в статор и установки торцевых щитов, но до установки уплотнений вала и до заполнения водородом) проводятся в воздушной среде при открытых люках статора и наличии наблюдателя у этих люков (с соблюдением всех мер безопасности). При обнаружении наблюдателем запаха горелой изоляции, дыма, отблесков огня, звуков электрических разрядов и других признаков повреждения или загораний изоляции испытательное напряжение должно быть снято, люки быстро закрыты и в статор подан инертный газ (углекислота, азот).

Контрольные испытания допускается проводить после установки торцевых щитов и уплотнений при заполнении статора инертным газом или при номинальном давлении водорода. В этом случае перед испытанием изоляции повышенным напряжением при заполненном водородом корпусе генератора необходимо произвести анализ газа, чтобы убедиться в отсутствии взрывоопасной концентрации.

При испытании повышенным напряжением полностью собранной машины должно быть обеспечено тщательное наблюдение за изменениями тока и напряжения в цепи испытуемой обмотки и организовано прослушивание корпуса машины с соблюдением всех мер безопасности (например, с помощью изолирующего стетоскопа). В случае обнаружения при испытаниях отклонений от нормального режима (толчки стрелок измерительных приборов, повышенные значения токов утечки по сравнению с ранее наблюдавшимися, щелчки в корпусе машины и т.п.) испытания должны быть прекращены и повторены при снятых щитах.

Аналогичным образом должны проводиться профилактические испытания между ремонтами, если они проводятся без снятия торцевых щитов.

При испытаниях повышенным напряжением изоляции обмоток генераторов следует соблюдать меры противопожарной безопасности.

3.6. Измерение сопротивления постоянному току

Измерение производится в холодном состоянии генератора. При сравнении значений сопротивлений они должны быть приведены к одинаковой температуре.

Нормы допустимых отклонений сопротивления приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Нормы отклонений значений сопротивления постоянному току

Испытуемый элемент	Вид испытания	Норма	Примечание
1. Обмотка статора	П, К	Значения сопротивлений обмотки не должны отличаться друг от друга более чем на 2 %, ветвей - на 5 %. Результаты измерений одних и тех же ветвей и фаз не должны отличаться от исходных данных более чем на 2 %	Измеряется сопротивление каждой фазы или ветви в отдельности. Сопротивления параллельных ветвей измеряются при доступности раздельных выводов. Для отдельных видов машин (генераторов переменного оттока, систем возбуждения, малых генераторов и др.) разница в сопротивлениях отдельных фаз и ветвей может быть превышена в соответствии с заводскими данными
2. Обмотка ротора	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 2 %	У роторов с явными полюсами, кроме того, измеряются сопротивления каждого полюса в отдельности или попарно и переходного контакта между

Испытуемый элемент	Вид испытания	Норма	Примечание
			катушками
3. Обмотки возбуждения коллекторного возбудителя	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 2 %	
4. Обмотка якоря возбудителя (между коллекторными пластинами)	П, К	Значения измеренного сопротивления не должны отличаться друг от друга более чем на 10 %, за исключением случаев, когда это обусловлено схемой соединения	
5. Резистор цепи гашения поля, реостаты возбуждения	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 10 %	

3.7. П, К.Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току

Измерениепроизводится в целях выявления витковых замыканий в обмотках ротора. Унеявнополюсных роторов измеряется сопротивление всей обмотки, а у явнополюсных- каждого полюса обмотки в отдельности или двух полюсов вместе. Измерениеследует производить при подводимом напряжении 3 В на виток, но не более 200 В.Сопротивление обмоток неявнополюсных роторов определяют на трех-четырехступенях частоты вращения, включая номинальную, и в неподвижном состоянии,поддерживая приложенное напряжение или ток неизменным. Сопротивление по полюсамили парам полюсов измеряется только при неподвижном роторе. Для сравнениярезультатов с данными предыдущих измерений измерения должны производиться прианалогичном состоянии генератора (вставленный или вынутый ротор, разомкнутаяили замкнутая накоротко обмотка статора) и одних и тех же значениях питающегонапряжения или тока. Отклонения полученных результатов от данных предыдущихизмерений или от среднего значения измеренных сопротивлений полюсов более чемна 3-5 %, а также скачкообразные снижения сопротивления при изменении частотывращения могут указывать на возникновение междувитковых замыканий.Окончательный вывод о наличии и числе замкнутых витков следует делать наосновании результатов снятия характеристики КЗ и сравнения ее с даннымипредыдущих измерений. Можно использовать также другие методы (измерениепульсаций индукции в воздушном зазоре между ротором и статором, оценкараспределения переменного напряжения по виткам соответствующего полюса,применение специальных импульсных приборов).

3.8. П, К.Измерение воздушного зазора

Воздушные зазорымежду статором и ротором генератора в диаметрально противоположных точках недолжны отличаться друг от друга более чем на ±5 % среднего значения, равного ихполусумме, у турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственнымохлаждением проводников; ±10 % - у остальных турбогенераторов и синхронныхкомпенсаторов; ±20 % - у гидрогенераторов, если заводскими инструкциями непредусмотрены более жесткие нормы.

Воздушные зазорымежду полюсами и якорем возбудителя в диаметрально противоположных точках недолжны отличаться друг от друга более чем на ±5 % среднего значения увозбудителей турбогенераторов мощностью 300 МВт; ±10 % - у возбудителей остальныхгенераторов, если инструкциями не предусмотрены другие нормы.

Воздушный зазору вновь вводимых явнополюсных машин (генераторов и возбудителей) измеряется подвсеми полюсами.

При вводе вэксплуатацию и капитальных ремонтах многополюсных генераторов следуетопределять форму расточки статора измерением зазоров под одним и тем жеполюсом, поворачивая ротор каждый раз на полюсное деление с одновременнымопределением формы ротора - измерением зазора в одной и той же точке статорапри поворотах. Результаты измерений сравниваются с данными предыдущихиспытаний. При их отклонении более чем на 20 % принимаются меры по указаниямзавода - изготовителя машины.

3.9. Определениехарактеристик генератора

3.9.1. П, К. Снятиехарактеристики трехфазного короткого замыкания (КЗ)

Отклонениехарактеристики КЗ, снятой при испытании, от исходной должно находиться впределах допустимых погрешностей измерений.

Если отклонениеснятой характеристики превышает пределы, определяемые допустимой погрешностьюизмерения, и характеристика располагается ниже исходной, это свидетельствует оналичии витковых замыканий в обмотке ротора.

Приприемо-сдаточных испытаниях характеристику КЗ собственно генератора,работающего в блоке с трансформатором, допускается не снимать, если она быласнята на заводе-изготовителе и имеется соответствующий протокол испытания.

У генератора,работающего в блоке с трансформатором, после монтажа и при каждом капитальномремонте необходимо снимать характеристику КЗ всего блока (с установкойзакоротки за трансформатором).

Для сравнения сзаводской характеристику генератора допускается получать пересчетом данныххарактеристики КЗ блока по ГОСТ10169-77.

Характеристиканепосредственно генератора снимается у машин, работающих на шины генераторногонапряжения, после монтажа и после каждого капитального ремонта, а угенераторов, работающих в блоке с трансформатором, - после ремонта со сменойобмотки статора или ротора.

У синхронныхкомпенсаторов, не имеющих разгонного электродвигателя, характеристикитрехфазного КЗ снимаются на выбеге и только при испытаниях после монтажа (еслихарактеристика не была снята на заводе-изготовителе), а также послекапитального ремонта со сменой обмотки ротора.

3.9.2. П, К. Снятиехарактеристики холостого хода (ХХ)

Характеристикаснимается при убывающем токе возбуждения, начиная с наибольшего тока,соответствующего напряжению 1,3 номинального для турбогенераторов и синхронныхкомпенсаторов и 1,5 номинального для гидрогенераторов. Допускается сниматьхарактеристику ХХ турбо- и гидрогенераторов,начиная от номинального тока возбуждения при пониженной частоте вращениягенератора при условии, что напряжение на обмотке статора будет не более 1,3номинального. У синхронных компенсаторов разрешается снимать характеристику ХХ на выбеге. У генераторов, работающих в блоке странсформаторами, снимается характеристика ХХ блока, при этом генератор возбуждается до 1,15 номинальногонапряжения (ограничивается трансформаторами).

При вводе вэксплуатацию блока характеристику ХХ собственногенератора (отсоединенного от трансформатора) допускается не снимать, если онабыла снята на заводе-изготовителе и имеются соответствующие протоколы. Приотсутствии на электростанциях таких протоколов снятие характеристики ХХ генератора обязательно.

В эксплуатациихарактеристика ХХ собственно генератора,работающего в блоке с трансформатором, снимается после капитального ремонта сосменой обмотки статора или ротора.

Послеопределения характеристики ХХ генератора иполного снятия возбуждения рекомендуется измерить остаточное напряжение ипроверить симметричность линейных напряжений непосредственно на выводах обмоткистатора.

Отклонениязначений снятой характеристики ХХ от исходной иразличия в значениях линейных напряжений должны находиться в пределах точностиизмерений.

3.10. П, К.Испытание межвитковой изоляции обмотки статора

Производится привводе в эксплуатацию, за исключением генераторов и синхронных компенсаторов,испытанных на заводе-изготовителе, и при наличии соответствующих протоколов.

В эксплуатациипроизводится после ремонтов генераторов и синхронных компенсаторов с полной иличастичной заменой обмотки статора.

Испытаниепроизводится при ХХ машины (у синхронногокомпенсатора на выбеге) путем повышения генерируемого напряжения до значения,равного 130 % номинального, для турбогенератора и синхронного компенсатора и до150 % для гидрогенератора.

Продолжительностьиспытания при наибольшем напряжении 5 мин, а у гидрогенераторов со стержневойобмоткой - 1 мин. При проведении испытания допускается повышать частотувращения машины до 115 % номинальной.

Межвитковуюизоляцию рекомендуется испытывать одновременно со снятием характеристики ХХ.

3.11. П.Определение характеристик коллекторного возбудителя

Характеристика ХХ определяется до наибольшего (потолочного) значениянапряжения или значения, установленного заводом-изготовителем.

Снятиенагрузочной характеристики производится при нагрузке на ротор генератора дозначения не ниже номинального тока возбуждения генератора. Отклонениехарактеристик от заводских или ранее снятых должны быть в пределах допустимойпогрешности измерений.

3.12. К.Испытание стали статора

Испытаниепроводится при повреждениях стали, частичной или полной переклиновке пазов,частичной или полной замене обмотки статора до укладки и после заклиновки новойобмотки.

Первые испытанияактивной стали (если они не выполнялись по указанным ниже причинам)производятся на всех генераторах мощностью 12 МВт и более, проработавших свыше15 лет, а затем через каждые 5-8 лет у турбогенераторов и при каждой выемкеротора - у гидрогенераторов.

У генераторовмощностью менее 12 МВт испытание проводится при полной замене обмотки и приремонте стали, по решению главного инженера энергопредприятия, но не реже чем 1раз в 10 лет.

Генераторы исинхронные компенсаторы с косвенным охлаждением обмоток испытываются призначении индукции в спинке статора 1±0,1 Тл, генераторы с непосредственнымохлаждением обмоток и все турбогенераторы, изготовленные после 01.07.1977 г.,испытываются при индукции 1,4±0,1 Тл. Продолжительность испытания при индукции1,0 Тл - 90 мин, при 1,4 Тл - 45 мин.

Если индукцияотличается от нормированного значения 1,0 или 1,4 Тл, но не более чем на ±0,1Тл, то длительность испытания должна соответственно изменяться, а определенныепри испытаниях удельные потери в стали уточняться по формулам

$$t_{исп} = 90\left(\frac{1,0}{B_{исп}}\right)^2 \quad \text{или} \quad t_{исп} = 45\left(\frac{1,4}{B_{исп}}\right)^2;$$

$$P_{1,0} = P_{исп}\left(\frac{1,0}{B_{исп}}\right)^2 \quad \text{или} \quad P_{1,4} = P_{исп}\left(\frac{1,4}{B_{исп}}\right)^2,$$

где $B_{исп}$ - индукцияпри испытании, Тл;

$t_{исп}$ -продолжительность испытания, мин;

$P_{исп}$ - удельныепотери, определенные при $B_{исп}$, Вт/кг;
$P_{1,0}$и $P_{1,4}$ - удельные потери в стали, Вт/кг, приведенные к индукции 1,0и 1,4 Тл.
Определяемый спомощью приборов инфракрасной техники или термопар наибольший перегрев зубцов(повышение температуры за время испытания относительно начальной) и наибольшаяразность нагревов различных зубцов не должны превышать 25 и 15 °С.
Удельные потеривв стали не должны отличаться от исходных данных, более чем на 10 %. Если такиеданные отсутствуют, то удельные потери не должны быть более приведенных в табл.3.4.
Для более полнойоценки состояния сердечника следует применять в качестве дополнительногоэлектромагнитный метод, основанный на локации магнитного потока, вытесняемогоиз активной стали при образовании местных контуров замыканий.
Измеренияпроизводятся также при кольцевом намагничивании, но малым током (с индукцией вспинке сердечника около 0,01-0,05 Тл).
Метод позволяетвыявлять замыкания листов на поверхности зубцов и в глубине сердечника иконтролировать состояние активной стали непосредственно при проведении работ поустранению дефектов.
Таблица 3.4
Допустимыеудельные потери сердечника

Марка стали		Допустимые удельные потери, Вт/кг, при	
новое обозначение	старое обозначение	B=1,0 Тл	B=1,4 Тл
1511	Э41	2,0	4,0
1512	Э42	1,8	3,6
1513	Э43	1,6	3,2
1514	Э43 А	1,5	2,9
Направление проката стали сегментов вдоль спинки сердечника (поперек зубцов)			
3412	Э320	1,4	2,7
3413	Э330	1,2	2,3
Направление проката стали сегментов поперек спинки сердечника (вдоль зубцов)			
3412	Э320	1,7	3,3
3413	Э330	2,0	3,9

Примечание. Длягенераторов, отработавших свыше 30 лет, при удельных потерях более указанных вп. 3.12 и табл. 3.4 решение о возможности продолжения эксплуатациимашины и необходимых для этого мерах следует принимать с привлечениемспециализированных организаций с учетом данных предыдущих испытаний ирезультатов испытаний дополнительными методами.
Если намагничивающая обмотка выполняется сохватом не только сердечника, но и корпуса машины, допустимые удельные потеримогут быть увеличены на 10 % относительно указанных в таблице.

3.13.П, М. Испытание на нагревание

Испытаниепроизводится при температурах охлаждающих сред по возможности близких кноминальным и нагрузках около 60, 75, 90, 100 % номинальной при вводе вэксплуатацию, но не позже чем через 6 мес. после завершения монтажа и включениягенератора в сеть.
Утурбогенераторов, для которых по ГОСТу и техническим условиям допускаетсядлительная работа с повышенной против номинальной мощностью при установленныхзначениях коэффициента мощности и параметров охлаждающих сред, нагревыопределяются и для этих условий.
Испытания нанагревание проводятся также после полной замены обмотки статора или ротора илиреконструкции системы охлаждения.
По результатамиспытаний при вводе в эксплуатацию оценивается соответствие нагревовтребованиям ГОСТа и технических условий, устанавливаются наибольшие допустимыев эксплуатации температуры обмоток и стали генератора, составляются картыдопустимых нагрузок при отклонениях от номинальных значений напряжения навыводах и температур охлаждающих сред.
Испытания иобработка получаемых материалов должны выполняться в соответствии сдействующими Методическими указаниями по проведению испытаний генераторов нанагревание (РД34.45.309-92); при необходимости следует привлекать специализированныеорганизации.
В эксплуатациконтрольные испытания производятся не реже 1 раза в 10 лет при одной-двухнагрузках, близких к номинальной, а для машин, отработавших более 25 лет, - нереже 1 раза в 5 лет.
Результатысравниваются с исходными данными. Отклонения в нагревах нормально не должнопревышать 3-5 °С при номинальном режиме, а температуры не должны быть болеедопускаемых по ГОСТу, ТУ или заводской инструкции.

3.14. П, К.Определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени генератора

Определениепроизводится один раз при вводе в эксплуатацию головного образца нового типагенератора, если эти параметры не могли быть получены на заводском стенде(например, для крупных гидрогенераторов, собираемых на месте установки, ит.п.).
Индуктивныесопротивления и постоянные времени определяются также один раз при капитальномремонте после проведения реконструкции или модернизации, если в результатеконструктивных изменений или применяемых материалов могли измениться этипараметры.
Полученныезначения индуктивных сопротивлений и постоянных времени оцениваются насоответствие их требованиям ГОСТу и ТУ.

3.15. П, К, Т,М. Проверка качества дистиллята

Система водяногоохлаждения обмоток генераторов должна обеспечивать качество циркулирующегодистиллята в пределах норм, приведенных ниже, если в инструкциизавода-изготовителя не указаны более жесткие требования:

ПоказательpH при температуре 25 °С	8,5±0,5(7,0÷9,2)
Удельноеэлектрическое сопротивление притемпературе 25 °С, кОм·см	Неменее 200 (100)
Содержаниекислорода, мкг/кг (для закрытых систем)	Неболее 400
Содержаниемеди, мкг/кг	Неболее 100 (200)

Примечания:

1. В скобках указаны временно допускаемые нормы до ввода вэксплуатацию ионообменного фильтра смешанного действия (ФСД). Расход дистиллятана продувки контура свежим дистиллятом должен составлять не менее 5 $м^3$/сут,а при необходимости снижения содержания меди расход дистиллята может бытьувеличен, но во всех случаях не более 20 $м^3$/сут для закрытых систем.
2. Допускается превышение не более чем на 50 % нормсодержания соединений меди и кислорода в течение первых четырех суток при пускегенератора после ремонта, а также при нахождении в резерве.
3. При аммиачной обработке охлаждающей воды и работефильтров в NH_4OH-форме для гидрогенераторов содержаниекислорода в контуре допускается не выше 50 мкг/кг.
4. При снижении удельного сопротивлениядистиллята до 100 кОм·см должна работать сигнализация.

3.16. Измерение вибрации

Вибрация (размахвибросмещений, двойная амплитуда колебаний) узлов генераторов и ихэлектромашинных возбудителей при работе с номинальной частотой вращения недолжна превышать значений, указанных в табл. 3.5.

Эксплуатационноесостояние обмотки статора генераторов и систем ее крепления, а также сердечникастатора оцениваются по результатам осмотров при текущих и капитальных ремонтах.При обнаружении дефектов, обусловленных механическим взаимодействием элементов,как правило, проводятся измерения вибрации лобовых частей обмотки и сердечника.

Угидрогенераторов осмотры и измерения вибрации опорных конструкций, стальныхконструкций и лобовых частей обмотки статора должны осуществляться всоответствии с действующими Методическими указаниями по проведениюэксплуатационного контроля вибрационного состояния конструктивных узловгидроагрегата (МУ 34-70-059-83).

Таблица 3.5

Предельныезначения вибрации генераторов и их возбудителей

Контролируемый узел	Вид испытания	Вибрация, мкм, при номинальной частоте вращения ротора, об/мин						Примечание
		до 100 включительно	от 100 до 187,5 включительно	от 187,5 до 375 включительно	от 375 до 750 включительно	от 750 до 1500	от 1500 до 3000	
1. Подшипники турбогенераторов и возбудителей, крестовины со встроенными в них направляющими и подшипниками у гидрогенераторов вертикального исполнения	П, К, М[4]	180	150	100	70	50[1]	30[1]	Вибрация подшипников турбогенераторов, их возбудителей и горизонтальных гидрогенераторов измеряется на верхней крышке подшипников в вертикальном направлении и у разъема - в осевом и поперечном направлениях. Для вертикальных гидрогенераторов приведенные значения вибрации относятся к горизонтальному и вертикальному направлениям
2. Контактные кольца роторов турбогенераторов	п, к, м	- -	- -	- -	- -	- -	200 300	Вибрация измеряется в вертикальном и горизонтальном направлениях
3. Сердечник статора	к	-	-	-	-	40	60	Вибрация сердечника определяется при

Контролируемый узел	Вид испытания	Вибрация, мкм, при номинальной частоте вращения ротора, об/мин						Примечание
		до 100 включительно	от 100 до 187,5 включительно	от 187,5 до 375 включительно	от 375 до 750 включительно	1500	3000	
турбогенератора								вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении неудовлетворительного состояния стальных конструкций статора (контактная коррозия, повреждения узлов крепления сердечника и т.п.). Вибрация измеряется в радиальном направлении в сечении, по возможности близком к середине длины сердечника
4. Корпус статора турбогенератора								
- с упругой-подвеской сердечника статора		-	-	-	-	-	30	
- без упругой-подвески		-	-	-	-	40	60	См. примечание к п. 3 таблицы
5. Лобовые части обмотки статора турбогенератора	П, К	-	-	-	-	125	125	Вибрация лобовых частей обмотки определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов турбогенераторов В эксплуатации вибрация измеряется при обнаружении истирания изоляции или ослаблении креплений обмотки, появлении водорода в газовой ловушке или частых течах в головках обмотки с водяным охлаждением и соответственно водородным или воздушным заполнением корпуса Вибрации измеряются в радиальном и тангенциальном

Контролируемый узел	Вид испытания	Вибрация, мкм, при номинальной частоте вращения ротора, об/мин						Примечание
		до 100 включительно	от 100 до 187,5 включительно	от 187,5 до 375 включительно	от 375 до 750 включительно	1500	3000	
								направлениях вблизи головок трех стержней обмотки статора
6. Сердечник статора гидрогенератора	П, К	$\frac{30\,(50)^{2)}}{80}$	$\frac{30\,(50)^{2)}}{80}$	$\frac{30\,(50)^{2)}}{80}$	$\frac{30\,(50)^{2)}}{80}$	-	-	В эксплуатации вибрация измеряется у гидрогенераторов мощностью 20 МВт и более при выявлении неудовлетворительного состояния узлов крепления сердечника, появлении контактной коррозии и т.д., но не реже 1 раза в 4-6 лет. Вибрация измеряется на спинке секторов сердечников в радиальном направлении по обе стороны стыковых соединений и в 4-6 точках по окружности - при кольцевом (бесстыковом) сердечнике
7. Лобовые части обмотки статора гидрогенератора	П, К	50[3)]	50[3)]	50[3)]	50[3)]	-	-	Вибрация обмотки определяется при вводе в эксплуатацию головных образцов новых типов гидрогенераторов мощностью свыше 300 МВ·А и генераторов-двигателей мощностью свыше 100 МВ·А. В эксплуатации вибрация измеряется у гидрогенераторов мощностью 50 МВт и более при выявлении ослаблений расклиновки и бандажных вязок, истирания изоляции, частых течей воды в головках стержней (машин с водяным охлаждением обмотки) и т.д., но не реже 1 раза в 4-6 лет Вибрацию измеряют в радиальном и тангенциальном направлениях на головках и вблизи

Контролируемый узел	Вид испытания	Вибрация, мкм, при номинальной частоте вращения ротора, об/мин					Примечание
		до 100 включительно	от 100 до 187,5 включительно	от 187,5 до 375 включительно	от 375 до 750 включительно	1500 3000	
							выхода из паза не менее чем у 10 стержней обмотки

[1] Временно до оснащениятурбоагрегатов аппаратурой контроля виброскорости. При наличии соответствующейаппаратуры среднеквадратическое значение виброскорости при вводе в эксплуатациютурбогенераторов после монтажа и капитальных ремонтов не должно превышать 2,8мм·с$^{-1}$ по вертикальной и поперечной осям и 4,5 мм·с$^{-1}$ -по продольной оси. В межремонтный период вибрация не должна быть более 4,5 мм·с$^{-1}$.

[2] В числителе значение вибрации счастотой 100 Гц в нагрузочном режиме (сердечник «горячий») и в скобках - врежиме холостою хода с возбуждением (сердечник «холодный»), в знаменателе -низкочастотная полигармоническая вибрация (оборотной и кратной ей частот) нахолостом ходу и при нагрузке.

[3] Вибрация частотой 100 Гц,приведенная к номинальному режиму.

[4] В межремонтный период размахгоризонтальной вибрации верхней и нижней крестовин вертикальногогидрогенератора, если на них расположены направляющие подшипники, не долженпревышать следующих значений:

частота вращения ротора гидрогенератора, об/мин	60 и менее	150	300	428	600
допустимое значение вибрации, мм	0,18	0,16	0,12	0,10	0,08

Вибрация подшипников синхронных компенсаторов с номинальнойчастотой вращения ротора 750-1000 об/мин не должна превышать 80 мкм по размахувибросмещений или 2,2 мм·с$^{-1}$ - по среднеквадратическому значениювибрационной скорости.

Вибрацияизмеряется при вводе в эксплуатацию компенсатора после монтажа, а затем - понеобходимости.

3.17. П, К. Испытание газоохладителей гидравлическимдавлением

Испытательноегидравлическое давление должно быть равно двукратному наибольшему возможномупри работе давлению, но не менее 0,3 МПа для турбо- и гидрогенераторов своздушным охлаждением; 0,6 МПа для турбогенераторов серии ТГВ; 0,8 МПа длятурбогенераторов ТВВ единой серии и 0,5 МПа для остальных турбогенераторов исинхронных компенсаторов с водородным охлаждением.

Продолжительностьиспытания - 30 мин.

При испытании недолжно наблюдаться снижения испытательного давления или течи воды.

Во время капитальных ремонтов турбогенераторов ТГВ-300 проводятсягидравлические испытания каждой трубки газоохладителя в отдельности давлениемводы 2,5 МПа в течение 1 мин. Количество дефектных отглушенных трубок вгазоохладителе не должно превышать 5 % общего количества.

3.18. П, К.Проверка плотности водяной системы охлаждения обмотки статора

Плотностьсистемы вместе с коллекторами и соединительными шлангами проверяетсягидравлическими испытаниями конденсатом или обессоленной водой. Предварительночерез систему прокачивается горячая вода (60-80 °С) в течение 12-16 ч.(Желательно, чтобы нагрев и остывание составляли 2-3 цикла.)

Плотностьсистемы проверяется избыточным статическим давлением воды, равным 0,8 МПа намашинах с фторопластовыми соединительными шлангами наружного диаметра 28 мм ($D_{внутр}$ = 21 мм) и 1МПа при наружном диаметре шлангов 21 мм ($D_{внутр}$ = 15 мм), если в заводских инструкциях не указаны другие,более жесткие требования.

Продолжительностьиспытания 24 ч.

При испытанияхпадение давления при неизменной температуре и утечке воды не должно быть болеечем на 0,5 %. Перед окончанием испытания следует тщательно рассмотреть обмотку,коллекторы, шланги, места их соединения и убедиться в отсутствии просачиванияводы.

Если результатыгидравлических испытаний отрицательные и определить место утечки не удается,систему охлаждения необходимо продуть сухим воздухом и затем спрессовать смесьюсжатого воздуха с фреоном-12. Плотность системы при этом проверяется галоиднымтечеискателем.

3.19. П, К. Осмотри проверка устройств жидкостного охлаждения

Осмотр ипроверка производятся согласно заводским инструкциям.

3.20. П, К. Проверка газоплотности ротора, статора,газомасляной системы и корпуса генератора в собранном виде

Газоплотностьротора и статора во время монтажа и ремонта проверяется согласно заводскойинструкции.

Газоплотностьтурбогенераторов и синхронных компенсаторов с водородным охлаждением всобранном виде проверяется согласно действующей Типовой инструкции поэксплуатации газовой системы водородного охлаждения генераторов (ТИ34-70-065-87).

Передзаполнением корпуса генератора водородом после подачи масла на уплотнения валапроизводится контрольная проверка газоплотности генератора вместе сгазомасляной системой сжатым воздухом под давлением, равным номинальномурабочему давлению водорода.

Продолжительностьиспытания - 24 ч.

Значениесуточной утечки воздуха в процентах определяется по формуле

$$\Delta V = 100\left[1 - \frac{P_к(273 + \vartheta_н)}{P_н(273 + \vartheta_к)}\right],$$

где $P_н$ и $P_к$- абсолютное давление в системе водородного охлаждения в начале и вконце испытания, МПа;

$\vartheta_н$ и $\vartheta_к$ - температуравоздуха в корпусе генератора в начале и в конце испытания.

Вычисленная поформуле суточная утечка воздуха не должна превышать 1,5 %.

3.21. П, К, Т, М.Определение суточной утечки водорода

Суточная утечкаводорода в генераторе, определенная по формуле п. 3.20, должна быть не более 5 %, а суточный расход сучетом продувок для поддержания чистоты водорода по п. 3.25 - не более 10 % общего количества газа в машине прирабочем давлении.

Суточный расходводорода в синхронном компенсаторе должен быть не более 5 % общего количествагаза в нем.

3.22. П, К, Т, М.Контрольный анализ чистоты водорода, поступающего в генератор

В поступающем вгенератор водороде содержание кислорода по объему не должно быть более 0,5 %.

3.23. П, К.Контрольное измерение напора, создаваемого компрессором у турбогенераторовсерии ТГВ

Измерениепроизводится при номинальной частоте вращения, номинальном избыточном давлениироводорода, равном 0,3 МПа, чистоте водорода 98 % и температуре охлаждающего газа40 °С.

Напор долженпримерно составлять 8 кПа (850 мм вод. ст.) для турбогенераторов ТГВ мощностью200-220 МВт и 9 кПа (900 мм вод. ст.) для турбогенераторов ТГВ-300.

3.24. П, К.Проверка проходимости вентиляционных каналов обмотки ротора турбогенератора

Проверкапроизводится у турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток поинструкциям заводов-изготовителей.

3.25. П, К, Т, М. Контрольный анализ содержания водорода ивлажности газа в корпусе генератора

Содержаниеводорода в охлаждающем газе в корпусах генераторов с непосредственнымводородным охлаждением обмоток и синхронных компенсаторов с непосредственным икосвенным водородным охлаждением должно быть не менее 98 %; в корпусахгенераторов с косвенным водородным охлаждением при избыточном давлении водорода50 кПа и выше - 97 %, при избыточном давлении водорода до 50 кПа - 95 %.

Содержаниекислорода в газе у турбогенераторов с водородным охлаждением всех типов исинхронных компенсаторов не должно превышать в эксплуатации 1,2 %, а при вводев эксплуатацию и после капитального ремонта при чистоте водорода 98 и 97 % -соответственно 0,8 и 1,0 %, в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки иводородоотделительном баке маслоочистительной установки - не более 2 %.

В газовойсистеме турбогенератора, в которой происходит постоянная циркуляция газа(корпус генератора, трубопроводы осушителя, импульсные трубки газоанализатора),проверяется его влажность. При этом температура точки росы водорода в корпусетурбогенератора при рабочем давлении должна быть ниже, чем температура воды навходе в газоохладители, но не выше 15 °С.

Температурaточки росы воздуха в корпусе турбогенератора с полным водяным охлаждением недолжна превышать значения, указанного в заводской инструкции.

3.26. П, К, Т, М. Контрольный анализ газа на содержаниеводорода в картерах подшипников, сливных маслопроводах, в газовом объемемасляного бака и экранированных токопроводах

При анализепроверяется содержание водорода в указанных узлах. В масляном баке следовводорода быть не должно. Содержание водорода в картерах подшипников, сливныхмаслопроводах, экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводовдолжно быть менее 1 %.

3.27. П, К, Т, М.Проверка расхода масла в сторону водорода в уплотнениях генератора

Проверкапроизводится у генераторов с водородным охлаждением с помощью патрубков дляконтроля масла, установленных на сливных маслопроводах уплотнений. Длягенераторов, у которых не предусмотрены такие патрубки, проверка производитсяизмерением расхода масла в поплавковом затворе при временно закрытом выходномвентиле за определенный промежуток времени. Расход масла в сторону водорода недолжен превышать значений, указанных в заводских инструкциях.

3.28. П, К, Т.Опробование регулятора уровня масла в гидрозатворе для слива масла изуплотнений в сторону генератора

Опробованиепроизводится у генераторов с водородным охлаждением при рабочем номинальномдавлении воздуха или водорода в корпусе генератора. Диапазон изменения уровнеймасла в гидрозатворе должен соответствовать требуемым уровням при открытии изакрытии поплавкового клапана.

3.29. П, К.Гидравлические испытания буферного бака и трубопроводов системы маслоснабженияуплотнений

Испытаниепроизводится у генераторов с водородным охлаждением при давлении масла, равном1,5 рабочего давления газа в корпусе генератора.

Трубопроводысистемы маслоснабжения уплотнений до регулятора перепада давления, включаяпоследний, испытываются при давлении масла, равном 1,25 наибольшего допустимогорабочего давления, создаваемого источниками масло-снабжения.

Продолжительностьиспытаний - 3 мин.

3.30. П, К, Т.Проверка работы регуляторов давления масла в схеме маслоснабжения уплотнений

Проверкапроизводится у генераторов с водородным охлаждением. Регуляторы давленияуплотняющего, компенсирующего и прижимающего масел проверяются при различныхдавлениях воздуха в корпусе генератора в соответствии с заводской инструкцией.

3.31. П, К. Проверка паек лобовых частей обмотки статора

Проверкапроизводится у генераторов, пайка лобовых частей обмотки статора которыхвыполнена оловянистыми припоями (за исключением генераторов с водянымохлаждением обмотки).

Проверка паекпри капитальных ремонтах, а также при обнаружении признаков ухудшения состоянияпаек в межремонтный период, производится по решению главного инженерапредприятия.

Качество паекмягкими и твердыми припоями контролируется при восстановительных ремонтах счастичной или полной заменой обмотки.

Метод проверки иконтроля состояния паек (вихревых токов, ультразвуковой, термоиндикаторами итермопарами, приборами инфракрасной техники и др.) устанавливается ремонтной илиспециализированной организацией.

3.32. П, К, М.Измерение электрического напряжения между концами вала и на изолированныхподшипниках

Производится уработающих генераторов, имеющих один или оба изолированных от корпуса (земли)конца вала ротора.

Для определенияцелостности изоляции подшипника турбогенератора измеряются напряжение междустояком (обоймой) подшипника и фундаментной плитой (при шунтировании масляныхпленок шеек вала ротора) и напряжение между концами вала ротора.

При исправнойизоляции значения двух измеренных напряжений должны быть практически одинаковы.

Различие болеечем на 10 % указывает на неисправность изоляции.

При проведенииизмерений в соответствии с эксплуатационным циркуляром № Ц-05-88(Э) «Опредотвращении электроэрозии турбоагрегатов» сопротивление изоляции корпусаподшипника должно быть не менее 2 кОм, сопротивление изоляции масляной пленки -не менее 1 кОм.

Исправностьизоляции подшипников и подпятников гидрогенераторов следует проверять взависимости от их конструкции, либо по указанию завода-изготовителя, либоспособом, применяемым на турбогенераторах.

Величинанапряжения между концами вала не нормируется, но резкое увеличение его посравнению с измеренным ранее при той же нагрузке машины может указывать наизменение однородности и симметричности в магнитных цепях статора и ротора.

3.33. Испытаниеконцевых выводов обмотки статора турбогенератора серии ТГВ

Помимоиспытаний, указанных в табл. 3.1 и3.2, концевые выводы сконденсаторной стеклоэпоксидной изоляцией подвергаются испытаниям по пп. 3.33.1, 3.33.2.

3.33.1. П. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь (tg δ)

Измерениепроизводится перед установкой концевого вывода на турбогенератор прииспытательном напряжении 10 кВ и температуре окружающего воздуха 10-30 °С.

Значение tg δсобранного концевого вывода не должно превышать 130 % значения, полученного приизмерениях на заводе. В случае измерения tg δ концевого вывода безфарфоровых покрышек его значение не должно превышать 3 %.

В эксплуатациииизмерение tg δ концевых выводов не обязательно и его значение ненормируется.

3.33.2. П, К. Испытания на газоплотность

Испытание нагазоплотность концевых выводов, испытанных на заводе давлением 0,6 МПа,производится давлением сжатого воздуха 0,5 МПа.

Концевой выводсчитается выдержавшим испытание, если при давлении 0,3 МПа падение давления непревышает 0,5 мм рт. ст./ч.

4. МАШИНЫПОСТОЯННОГО ТОКА (КРОМЕ ВОЗБУДИТЕЛЕЙ)

4.1. Оценкасостояния изоляции обмоток машин постоянного тока

Машиныпостоянного тока включаются без сушки при соблюдении следующих условий:

а) для машинпостоянного тока до 500 В - если значение сопротивления изоляции обмоток неменее приведенного в табл. 4.1;

б) для машинпостоянного тока выше 500 В - если значение сопротивления изоляции обмоток неменее приведенного в табл. 4.1 изначение коэффициента абсорбции не менее 1,2.

4.2. П, К, Т.Измерение сопротивления изоляции

а) Сопротивлениеизоляции обмоток

Измерениепроизводится при номинальном напряжении обмотки до 0,5 кВ включительно мегаомметромна напряжение 500 В, а при номинальном напряжении обмотки выше 0,5 кВ -мегаомметром на напряжение 1000 В.

Измеренноезначение сопротивления изоляции должно быть не менее приведенного в табл. 4.1. В эксплуатации сопротивлениеизоляции обмоток измеряется вместе с соединенными с ними цепями и кабелями.

б) Сопротивлениеизоляции бандажей

Измерениепроизводится относительно корпуса и удерживаемых ими обмоток.

Измеренноезначение сопротивления изоляции должно быть не менее 0,5 МОм.

4.3. П, К.Испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты

Значениеиспытательного напряжения устанавливается по табл. 4.2.

Продолжительностьприложения испытательного напряжения 1 мин.

Таблица 4.1

Наименьшиедопустимые значения сопротивления изоляции обмоток машин постоянного тока

Температура обмотки, °С	Сопротивление изоляции $R_{60''}$, МОм, при номинальном напряжении машин, В				
	230	460	650	750	900

Температура обмотки, °С	Сопротивление изоляции $R_{60''}$, МОм, при номинальном напряжении машин, В				
	230	460	650	750	900
10	2,7	5,3	8,0	9,3	10,8
20	1,85	3,7	5,45	6,3	7,5
30	1,3	2,6	3,8	4,4	5,2
40	0,85	1,75	2,5	2,9	3,5
50	0,6	1,2	1,75	2,0	2,35
60	0,4	0,8	1,15	1,35	1,6
70	0,3	0,5	0,8	0,9	1,0
75	0,22	0,45	0,65	0,75	0,9

Таблица 4.2

Испытательноенапряжение промышленной частоты для изоляции машин постоянного тока

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ	Примечание
1. Обмотки	Принимается по нормам, приведенным в табл. 3.2, п. 6	Для машин мощностью более 3 кВт
2. Бандажи якоря	1,0	То же
3. Реостаты и пускорегулировочные резисторы	1,0	Изоляцию можно испытывать совместно с изоляцией цепей возбуждения

4.4. Измерениесопротивления постоянному току

Измеренияпроизводятся у генераторов, а также электродвигателей при холодном состоянииобмоток машины. Нормы допустимых отклонений сопротивления приведены в табл. 4.3.

4.5. П, К.Измерение воздушных зазоров под полюсами

Измерениепроизводится у генераторов, а также электродвигателей мощностью более 3 кВт приповороте якоря - между одной и той же точкой якоря и полюсами.

Размеры зазоровв диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга болеечем на ±10 % от среднего размера зазора. (Если в заводской инструкции неустановлены более жесткие требования.)

Таблица 4.3

Норма отклонениязначений сопротивления постоянному току

Испытуемый элемент	Вид испытания	Норма	Примечание
1. Обмотки возбуждения	П, К	Значения сопротивления обмоток не должны отличаться от исходных значений более чем на 2 %	
2. Обмотка якоря (между коллекторными пластинами)	П, К	Значения измеренного сопротивления обмоток не должны отличаться друг от друга более чем на 10 %, за исключением случаев, когда это обусловлено схемой соединения	Измерения производятся у машин мощностью более 3 кВт
3. Реостаты и пускорегулировочные резисторы	П	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 10 %	Измерения производятся на каждом ответвлении
	К	Не должно быть обрывов цепей	

4.6. П, К.Снятие характеристики холостого хода и испытание витковой изоляции

Характеристика ХХ снимается у генераторов постоянного тока. Подъемнапряжения производится до значения, равного 130 % номинального.

Отклонениязначений снятой характеристики от значений заводской характеристики не должныбыть больше допустимой погрешности измерений.

При испытаниивитковой изоляции машин с числом полюсов более четырех значение среднегонапряжения между соседними коллекторными пластинами не должно быть выше 24 В.

Продолжительностьиспытания витковой изоляции - 3 мин.

4.7. П, К.Проверка работы машин на холостом ходу

Проверкапроизводится в течение не менее 1 ч. Оценивается рабочее состояние машины.

4.8. П, К.Определение пределов регулирования частоты вращения электродвигателей

Производится нахолостом ходу и под нагрузкой у электродвигателей с регулируемой частотойвращения. Пределырегулирования должны соответствовать технологическим данным механизма.

5. ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИПЕРЕМЕННОГО ТОКА

5.1. Измерениесопротивления изоляции

Производитсямегаомметром, напряжение которого указано в табл. 5.1. Допустимые значения сопротивления изоляции икоэффициента абсорбции $R_{60''}/R_{15''}$ указаны в табл. 5.1-5.3.

5.2. Оценкасостояния изоляции обмоток электродвигателей при решении вопроса онеобходимости сушки

Электродвигателипеременного тока включаются без сушки, если значения сопротивления изоляции обмотоки коэффициента абсорбции не ниже указанных в табл. 5.1-5.3.

5.3. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты

Значениеиспытательного напряжения принимается согласно табл. 5.4. Продолжительность приложения испытательногонапряжения 1 мин.

5.4. П, К.Измерение сопротивления постоянному току

Измерение производится при практическихолодном состоянии машины.

5.4.1. Обмотки статора и ротора[1]

[1] Сопротивлениепостоянному току обмотки ротора измеряется у синхронных электродвигателей иасинхронных электродвигателей с фазным ротором.

Измерениепроизводится у электродвигателей на напряжение 3 кВ и выше.

Приведенные кодинаковой температуре измеренные значения сопротивлений различных фаз обмоток,а также обмотки возбуждения синхронных двигателей не должны отличаться друг отдруга и от исходных данных больше чем на 2 %.

Таблица 5.1

Допустимыезначения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции

Испытуемый элемент	Вид измерения	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм, и коэффициента абсорбции	Примечание
1. Обмотка статора	П К, Т*	2500/1000/ 500**	В соответствии с указаниями табл. 5.2 Для электродвигателей, находящихся в эксплуатации, допустимые значения сопротивления изоляции $R_{60''}$ и коэффициент абсорбции не нормируются, но должны учитываться при решении вопроса о необходимости их сушки	В эксплуатации определение коэффициента абсорбции $R_{60''}/R_{15''}$ обязательно только для электродвигателей напряжением выше 3 кВ или мощностью более 1 МВт
2. Обмотка ротора	П	1000 (допускается 500)	0,2	Измерение производится у синхронных электродвигателей и электродвигателей с фазным ротором на напряжение 3 кВ и выше или мощностью более 1 МВт
	К, Т*		-	
3. Термоиндикаторы с соединительными проводами	п, к	250	-	
4. Подшипники	п, к	1000	-	Измерение производится у электродвигателей на напряжение 3 кВ и выше, подшипники которых имеют изоляцию относительно корпуса. Измерение производится относительно фундаментной плиты при полностью собранных маслопроводах. В эксплуатации измерение производится при ремонтах с выемкой ротора

* При текущих ремонтах измеряется, если для этого нетребуется специально проведения демонтажных работ.

** Сопротивление изоляции измеряется при номинальномнапряжении обмотки до 0,5 кВ включительно мегаомметром на напряжение 500 В, приноминальном напряжении обмотки свыше 0,5 кВ до 1 кВ - мегаомметром нанапряжение 1000 В, а при номинальном напряжении обмотки выше 1 кВ -мегаомметром на напряжение 2500 В.

Таблица 5.2

Допустимыезначения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции для обмоток статораэлектродвигателей

Мощность, номинальное напряжение электродвигателя, вид изоляции обмоток	Критерии оценки состояния изоляции обмотки статора	
	значение сопротивления изоляции, МОм	значение коэффициента абсорбции $R_{60''}/R_{15''}$
1. Мощность более 5 МВт, термореактивная и микалентная компаундированная изоляция	Согласно условиям включения синхронных генераторов п. 3.2	
2. Мощность 5 МВт и ниже, напряжение выше 1 кВ, термореактивная изоляция	При температуре 10-30 °С сопротивление изоляции не ниже десяти мегаом на киловольт номинального линейного напряжения	Не менее 1,3 при температуре 10-30 °С
3. Двигатели с микалентной компаундированной изоляцией,	Не ниже значений, указанных в табл. 5.3	Не ниже 1,2

Мощность, номинальное напряжение электродвигателя, вид изоляции обмоток	Критерии оценки состояния изоляции обмотки статора	
	значение сопротивления изоляции, МОм	значение коэффициента абсорбции $R_{60''}/R_{15''}$
напряжение свыше 1 кВ, мощность от 1 до 5 МВт включительно, а также двигатели меньшей мощности наружной установки с такой же изоляцией напряжением свыше 1 кВ		
4. Двигатели с микалентной компаундированной изоляцией, напряжение свыше 1 кВ, мощность менее 1 МВт, кроме указанных в п. 3	Не ниже значений, указанных в табл. 5.3	-
5. Напряжение ниже 1 кВ, все виды изоляции	Не ниже 1,0 МОм при температуре 10--30 °С	-

Таблица 5.3

Наименьшиедопустимые значения сопротивления изоляции для электродвигателей

(табл. 5.2, пп. 3 и 4)

Температура обмотки, °С	Сопротивление изоляции $R_{60''}$, МОм, при номинальном напряжении обмотки, кВ		
	3-3,15	6-6,3	10-10,5
10	30	60	100
20	20	40	70
30	15	30	50
40	10	20	35
50	7	15	25
60	5	10	17
75	3	6	10

Таблица 5.4

Испытательныенапряжения промышленной частоты для обмоток электродвигателей переменного тока

Испытуемый элемент	Вид испытания	Мощность электродвигателя, кВт	Номинальное напряжение электродвигателя, кВ	Испытательное напряжение, кВ
1. Обмотка статора***	П	Менее 1,0	Ниже 0,1	$0,8(2U_{ном}+0,5)$
		От 1,0	Ниже 0,1	$0,8(U_{ном}+1)$
		и до 1000	Выше 0,1	$0,8(2U_{ном}+1)$, но не менее 1,2
		От 1000 и более	До 3,3 включительно	$0,8(2U_{ном}+1)$
		От 1000 и более	Свыше 3,3 до 6,6 включительно	$0,8\cdot 2,5U_{ном}$
		От 1000 и более	Свыше 6,6	$0,8(2U_{ном}+3)$
	К	40 и более, а также электродвигатели ответственных механизмов*	0,4 и ниже	1,0
			0,5	1,5
			0,66	1,7
			2,0	4,0
			3,0	5,0
			6,0	10,0
			10,0	16,0
		Менее 40	0,66 и ниже	1,0
2. Обмотка ротора синхронных электродвигателей, предназначенных для непосредственного пуска, с обмоткой возбуждения, замкнутой на резистор или источник питания***	П	-	-	8-кратное $U_{ном}$ системы возбуждения, но не менее 1,2 и не более 2,8
	К	-	-	1,0
3. Обмотка ротора электродвигателя с фазным ротором***	П, К	-	-	$1,5U_р$**, но не менее 1,0
4. Резистор цепи гашения поля синхронных двигателей	п, к	-	-	2,0
5. Реостаты пускорегулировочные резисторы	и П, К	-	-	$1,5U_р$**, но не менее 1,0

* Испытание необходимо производить при капитальном ремонте(без смены обмоток) тотчас после останова электродвигателя до его очистки отзагрязнения.

** $U_р$ - напряжениена кольцах при разомкнутом неподвижном роторе и полном напряжении на статоре.

*** С разрешения технического руководителя предприятияиспытание двигателей напряжением до 1000 В при вводе в эксплуатацию может непроизводиться.

5.4.2. Реостатыи пускорегулировочные резисторы

Для реостатов ипусковых резисторов, установленных на электродвигателях напряжением 3 кВ и выше,сопротивление измеряется на всех ответвлениях. Для электродвигателейнапряжением ниже 3 кВ измеряется общее сопротивление реостатов и пусковыхрезисторов и проверяется целостность отпаек.

Значениясопротивлений не должны отличаться от исходных значений больше чем на 10 %.

При капитальномремонте проверяется целостность цепей.

5.5. П, К.Измерение воздушного зазора между сталью ротора и статора

Измерениезазоров должно производиться, если позволяет конструкция электродвигателя. Приэтом у электродвигателей мощностью 100 кВт и более, у всех электродвигателейответственных механизмов, а также у электродвигателей с выносными подшипникамии подшипниками скольжения величины воздушных зазоров в местах, расположенных поокружности ротора и сдвинутых друг относительно друга на угол 90°, или вместах, специально предусмотренных при изготовлении электродвигателя, не должныотличаться больше чем на 10 % от среднего значения.

5.6. П, К.Измерение зазоров в подшипниках скольжения

Увеличениезазоров в подшипниках скольжения более значений, приведенных в табл. 5.5, указывает на необходимостьперезаливки вкладыша.

Таблица 5.5

Допустимыевеличины зазоров в подшипниках скольжения электродвигателя

Номинальный диаметрвала, мм	Зазор, мм, при частоте вращения, об/мин до 1000	от 1000 до 1500 (включительно)	свыше 1500
18-30	0,04-0,093	0,06-0,13	0,14-0,28
31-50	0,05-0,112	0,075-0,16	0,17-0,34
51-80	0,065-0,135	0,095-0,195	0,2-0,4
81-120	0,08-0,16	0,12-0,235	0,23-0,46
121-180	0,10-0,195	0,15-0,285	0,26-0,53
181-260	0,12-0,225	0,18-0,3	0,3-0,6
261-360	0,14-0,25	0,21-0,38	0,34-0,68
361-600	0,17-0,305	0,25-0,44	0,38-0,76

5.7. П, К.Проверка работы электродвигателя на холостом ходу или с ненагруженныммеханизмом

Производится у электродвигателейнапряжением 3 кВ и выше. Значение тока ХХ для вновь вводимых электродвигателей не нормируется.

Значение тока ХХ после капитального ремонта электродвигателя не должноотличаться больше чем на 10 % от значения тока, измеренного перед его ремонтом,при одинаковом напряжении на выводах статора.

Продолжительностьпроверки электродвигателей должна быть не менее 1 ч.

5.8. П, К, М.Измерение вибрации подшипников электродвигателя

Измерениепроизводится у электродвигателей напряжением 3 кВ и выше, а также у всехэлектродвигателей ответственных механизмов.

Вертикальная ипоперечная составляющие вибрации (среднеквадратическое значение виброскоростиили размах вибросмещений), измеренные на подшипниках электродвигателей,сочлененных с механизмами, не должны превышать значений, указанных в заводскихинструкциях.

При отсутствиитаких указаний в технической документации вибрация подшипниковэлектродвигателей, сочлененных с механизмами, не должна быть выше следующихзначений:

Синхронная частота вращения, об/мин	3000	1500	1000	750и менее
Вибрация подшипников, мкм	30	60	80	95

Периодичностьизмерений вибрации узлов ответственных механизмов в межремонтный период должнабыть установлена по графику, утвержденному техническим руководителемэлектростанции.

5.9. П, К.Измерение разбега ротора в осевом направлении

Измерениепроизводится у электродвигателей, имеющих подшипники скольжения.

Осевой разбегротора двигателя, не соединенного с механизмом, зависит от конструкциидвигателя, приводится в технической документации на двигатель и долженсоставлять от 2 до 4 мм на сторону от нейтрального положения[1],определяемого действием магнитного поля при вращении ротора в установившемсярежиме и фиксируемого меткой на валу.

[1] Если в инструкции по эксплуатациине оговорена другая норма.

Разбег роторапроверяется при капитальном ремонте у электродвигателей ответственныхмеханизмов или в случае выемки ротора.

5.10. П, К.Проверка работы электродвигателя под нагрузкой

Проверкапроизводится при неизменной мощности, потребляемой электродвигателем из сети,не менее 50 % номинальной, и при соответствующей установившейся температуреобмоток. Проверяется тепловое и вибрационное состояние двигателя.

5.11. П, К.Гидравлическое испытание воздухоохладителя

Испытаниепроизводится избыточным давлением 0,2-0,25 МПа в течение 5-10 мин, еслиотсутствуют другие указания завода-изготовителя.

5.12. К, М.Проверка исправности стержней короткозамкнутых роторов

Проверкапроизводится у асинхронных электродвигателей при капитальных ремонтах осмотромвынутого ротора или специальными испытаниями, а в процессе эксплуатации по мереобходимости - по пульсациям рабочего или пускового тока статора.

5.13. Испытаниевозбудителей

Испытаниевозбудителей производится у синхронных электродвигателей в соответствии с указаниямираздела 32.

6. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ И МАСЛЯНЫЕ РЕАКТОРЫ[1]

[1]Далее - трансформаторы.

6.1. П. Определение условий включения трансформаторов

6.1.1. Контроль привводе в эксплуатацию новых трансформаторов и трансформаторов, прошедшихкапитальный или восстановительный ремонт со сменой обмоток и изоляции (первоевключение)

Контрольосуществляется в соответствии с требованиями раздела 6 и инструкций заводов-изготовителей.

6.1.2. Контроль при вводе в эксплуатацию трансформаторов,прошедших капитальный ремонт в условиях эксплуатации (без смены обмоток иизоляции)

Контрольосуществляется в соответствии с требованиями раздела 6 и РДИ34-38-058-91 «Типовая технологическая инструкция. Трансформаторынапряжением 110-1150 кВ мощностью 80 МВ·А и более. Капитальный ремонт».

6.2. П, К, М.Хроматографический анализ газов, растворенных в масле

Производится утрансформаторов напряжением 110 кВ и выше, а также блочных трансформаторовсобственных нужд.

Состояниетрансформаторов оценивается путем сопоставления измеренных данных с граничнымизначениями концентрации газов в масле и по скорости роста концентрации газов вмасле.

Оценка состояниятрансформаторов и определение характера возможных дефектов производятся всоответствии с рекомендациями Методических указаний по диагностикеразвивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов,растворенных в трансформаторном масле (РД34.46.302-89).

Хроматографическийконтроль должен осуществляться в следующие сроки:

- трансформаторынапряжением 110 кВ мощностью менее 60 МВ·А и блочные трансформаторы собственныхнужд - через 6 мес. после включения и далее не реже 1 раза в 6 мес.;
- трансформаторынапряжением 110 кВ мощностью 60 МВ·А и более, а также все трансформаторы220-500 кВ в течение первых 3 сут, через 1, 3 и 6 мес. после включения и далее- не реже 1 раза в 6 мес.;
- трансформаторынапряжением 750 кВ - в течение первых 3 сут, через 2 недели, 1, 3 и 6 мес.после включения и далее - не реже 1 раза в 6 мес.

6.3. П, К, М.Оценка влажности твердой изоляции

Производится утрансформаторов напряжением 110 кВ и выше мощностью 60 МВ·А и более.

Допустимоезначение влагосодержания твердой изоляции вновь вводимых трансформаторов итрансформаторов, прошедших капитальный ремонт, - не выше 2 %, а эксплуатируемыхтрансформаторов - не выше 4 % по массе (образец твердой изоляции толщиной 3мм). Влагосодержание твердой изоляции в процессе эксплуатации допускается неопределять, если влагосодержание масла не превышает 10 г/т.

Влагосодержаниетвердой изоляции перед вводом в эксплуатацию и при капитальном ремонтеопределяется по влагосодержанию заложенных в бак образцов изоляции. В процессеэксплуатации трансформатора допускается оценка влагосодержания твердой изоляциирасчетным путем.

Периодичностьконтроля в процессе эксплуатации: первый раз - через 10-12 лет после включенияи в дальнейшем - 1 раз в 4-6 лет.

6.4. Измерениесопротивления изоляции

6.4.1.П, К, Т, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Сопротивлениеизоляции обмоток измеряется мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивлениеизоляции каждой обмотки вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов итрансформаторов, прошедших капитальный ремонт, приведенное к температуреиспытаний, при которых определялись исходные значения (п. 1.5), должно быть не менее 50 % исходных значений.

Длятрансформаторов на напряжение до 35 кВ включительно мощностью до 10 МВ·Аи дугогасящих реакторов сопротивление изоляции обмоток должно быть не нижеследующих значений:

Температураобмотки, °С	10	20	30	40	50	60	70
$R_{60"}$, МОм	450	300	200	130	90	60	40

Сопротивлениеизоляции сухих трансформаторов при температуре обмоток 20-30 °С должно быть длятрансформаторов с номинальным напряжением:

До1 кВ включительно -не менее 100 МОм;
Более1 до 6 кВ включительно -не менее 300 МОм;
Более6 кВ -менее 500 МОм.

Измерения впроцессе эксплуатации производятся при неудовлетворительных результатахиспытаний масла (область «риска», п. 25.3.1)и(или) хроматографического анализа газов, растворенных в масле, а также вобъеме комплексных испытаний.

При вводе вэксплуатацию и в процессе эксплуатации сопротивление изоляции измеряется посхемам, применяемым на заводе-изготовителе, и дополнительно по зонам изоляции(например, ВН - корпус, НН - корпус, ВН - НН) с подсоединением вывода «экран»мегаомметра к свободной обмотке или баку. В процессе эксплуатации допускаетсяпроводить только измерения по зонам изоляции.

Результатыизмерений сопротивления изоляции обмоток в процессе эксплуатации, включаядинамику их изменения, должны учитываться при комплексном рассмотрении данныхвсех испытаний.

Измерениесопротивления изоляции обмоток должно производиться при температуре изоляции ненижe:

10 °С - утрансформаторов напряжением до 150 кВ включительно;
20 °С - у трансформаторов напряжением 220-750 кВ.

6.4.2. П, К.Измерение сопротивления изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей,полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовыхбалок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электростатическихэкранов относительно обмоток и магнитопровода

Измеренияпроизводятся в случае осмотра активной части трансформатора. Используютсямегаомметры на напряжение 1000-2500 В.

Измеренныезначения должны быть не менее 2 МОм, а сопротивление изоляции ярмовых балок не менее0,5 МОм.

6.5. П, К, Т, М.Измерение тангенса угла диэлектрических потерь (tg δ) изоляции обмоток

Измеренияпроизводятся у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше.

Значения tg δ изоляции обмоток вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов итрансформаторов, прошедших капитальный ремонт, приведенные к температуреиспытаний, при которых определялись исходные значения (п. 1.5), с учетом влияния tg δ масла не должныотличаться от исходных значений в сторону ухудшения более чем на 50 %.

Измеренныезначения tg δ изоляции при температуре изоляции 20 °С и выше, непревышающие 1 %, считаются удовлетворительными и их сравнение с исходнымиданными не требуется.

Измерения впроцессе эксплуатации производятся при неудовлетворительных результатахиспытаний масла (область «риска», п. 25.3.1)и(или) хроматографического анализа газов, растворенных в масле, а также вобъеме комплексных испытаний.

При вводе вэксплуатацию и в процессе эксплуатации tg δ изоляцииизмеряется по схемам, применяемым на заводе-изготовителе, и дополнительно позонам изоляции (например, ВН - корпус, НН - корпус, ВН - НН) с подсоединениемвывода «экран» измерительного места к свободным обмоткам или баку. В процессеэксплуатации допустимо ограничиваться только измерениями по зонам изоляции.

Результатыизмерений tg δ изоляции обмоток в процессе эксплуатации, включая динамикуих изменения, должны учитываться при комплексном рассмотрении данных всехиспытаний.

Измерение tg δ обмоток должно производиться при температуре изоляции не ниже:

10 °С - утрансформаторов напряжением до 150 кВ включительно;

20 °С - утрансформаторов напряжением 220-750 кВ.

6.6. Оценка состояния бумажной изоляции обмоток

6.6.1. М. Оценка поналичию фурановых соединений в масле

Оценкапроизводится у трансформаторов 110 кВ и выше. Для трансформаторов напряжениемниже 110 кВ производится по решению технического руководителя предприятия.

Оценкапроизводится хроматографическими методами.

Допустимоесодержание фурановых соединений, в том числе фурфурола, приведено в табл. 25.4 (п. 11).

Периодичностьконтроля наличия фурановых соединений составляет 1 раз в 12 лет, а после 24 летэксплуатации - 1 раз в 4 года (см. сноску к п. 11 табл. 25.4).

6.6.2. К. Оценкапо степени полимеризации

Оценкапроизводится у трансформаторов 110 кВ и выше.

Ресурс бумажнойизоляции обмоток считается исчерпанным при снижении степени полимеризациибумаги до 250 единиц.

6.7. Испытаниеизоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

6.7.1. П, К.Испытание изоляции обмоток вместе с вводами

Испытаниеизоляции обмоток маслонаполненных трансформаторов при вводе их в эксплуатацию икапитальных ремонтах без смены обмоток и изоляции не обязательно. Испытаниеизоляции сухих трансформаторов обязательно.

При капитальномремонте с полной сменой обмоток и изоляции испытание повышенным напряжениемобязательно для всех типов трансформаторов. Значение испытательного напряженияравно заводскому. При капитальном ремонте с частичной сменой изоляции или прireконструкции трансформатора значение испытательного напряжения равно 0,9заводского.

Значения испытательныхнапряжений приведены в табл. 6.1 и6.2.

Сухиетрансформаторы испытываются по нормам табл. 6.1 для облегченной изоляции.

Продолжительностьприложения испытательного напряжения - 1 мин.

6.7.2. П, К.Испытание изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем ипрессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовыхбалок относительно активной стали и электростатических экранов относительнообмоток и магнитопровода

Испытания прivводе в эксплуатацию производятся в случае вскрытия трансформатора для осмотраактивной части.

Значениеиспытательного напряжения - 1 кВ. Продолжительность испытания - 1 мин.

6.7.3. П, К.Испытание изоляции цепей защитной и контрольно-измерительной аппаратуры,установленной на трансформаторе

Испытаниепроизводится на полностью собранных трансформаторах. Испытывается изоляция(относительно заземленных частей и конструкций) цепей с присоединеннымитрансформаторами тока, газовыми и защитными реле, маслоуказателями,отсечным клапаном и датчиками температуры при отсоединенных разъемахманометрических термометров, цепи которых испытываются отдельно.

Значениеиспытательного напряжения - 1 кВ. Продолжительность испытания - 1 мин.

Значениеиспытательного напряжения при испытаниях манометрических термометров - 750 В.Продолжительность испытания - 1 мин.

Таблица 6.1

Испытательныенапряжения промышленной частоты электрооборудования классов напряжения до 35 кВс нормальной и облегченной изоляцией

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Испытательное напряжение, кВ					
	силовые трансформаторы, шунтирующие и дугогасящие реакторы			аппараты, трансформаторы тока и напряжения, токоограничивающие реакторы, изоляторы, вводы, конденсаторы связи, экранированные токопроводы, сборные шины, КРУ и КТП		
	на заводеизготовителе	при вводе в эксплуатацию	в эксплуатации	перед вводом в эксплуатацию и на заводе-изготовителе	в эксплуатации	
					фарфоровая изоляция	другие виды изоляции
До 0,69	5,0/3,0	4,5/2,7	4,3/2,6	2,0	1	1
3	18,0/10,0	16,2/9,0	15,3/8,5	24,0	24,0	21,6
6	25,0/16,0	22,5/14,4	21,3/13,6	32,0(37,0)	32,0(37,0)	28,8(33,3)
10	35,0/24,0	31,5/21,6	29,8/20,4	42,0(48,0)	42,0(48,0)	37,8(43,2)
15	45,0/37,0	40,5/33,3	38,3/31,5	55,0(63,0)	55,0(63,0)	49,5(56,7)
20	55,0/50,0	49,5/45,0	46,8/42,5	65,0(75,0)	65,0(75,0)	58,5(67,5)
35	85,0	76,5	72,3	95,0(120,0)	95,0(120,0)	85,5(108,0)

Примечания:

1. Испытательные напряжения, указанные в виде дроби,распространяются на электрооборудование: числитель - с нормальной изоляцией,знаменатель - с облегченной изоляцией.
2. Испытательные напряжения для аппаратов и КРУраспространяются как на их изоляцию относительно земли и между полюсами, так ина промежуток между контактами с одним или двумя (цифра в скобках) разрывами наполюс. В случаях если испытательное оборудование не позволяет обеспечитьиспытательное напряжение выше 100 кВ, допускается проводить испытание примаксимально возможном испытательном напряжении, но не менее 100 кВ.
3. Если электрооборудование на заводе-изготовителе былоиспытано напряжением, отличающимся от указанного, испытательные напряжения привводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть соответственноскорректированы.

Таблица 6.2

Испытательныенапряжения промышленной частоты герметизированных силовых трансформаторов

Класс напряжения трансформатора, кВ	Испытательное напряжение, кВ,		
	на заводе-изготовителе	при вводе в эксплуатацию	в эксплуатации
3	10	9,0	8,5
6	20	18,0	17,0
10	28	25,2	23,8
15	38	34,2	32,3
20	50	45,0	42,5

6.8. П, К.Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерениепроизводится на всех ответвлениях, если в паспорте трансформатора нет другихуказаний.

Сопротивлениеобмоток трехфазных трансформаторов, измеренные на одинаковых ответвленияхразных фаз при одинаковой температуре, не должны отличаться более чем на 2 %.Если из-за конструктивных особенностей трансформатора это расхождение можетбыть большим и об этом указано в заводской технической документации, следуетруководствоваться нормой на допустимое расхождение, приведенной в паспортетрансформатора.

Значениясопротивления обмоток однофазных трансформаторов после температурного пересчетане должны отличаться более чем на 5 % от исходных значений.

Измерения впроцессе эксплуатации производятся при комплексных испытаниях трансформатора.

Перед измерениемсопротивления обмоток трансформаторов, снабженных устройствами регулированиянапряжения, следует произвести не менее трех полных циклов переключения.

6.9. П, К.Проверка коэффициента трансформации

Проверкапроизводится при всех положениях переключателей ответвлений. Коэффициенттрансформации, измеренный при вводе трансформатора в эксплуатацию, не долженотличаться более чем на 2 % от значений, измеренных на соответствующихответвлениях других фаз, и от исходных значений, а измеренный при капитальномремонте не должен отличаться более чем на 2 % от коэффициента трансформации,рассчитанного по напряжениям ответвлений.

6.10. П, К.Проверка группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярностивыводов однофазных трансформаторов

Группасоединений должна соответствовать указанной в паспорте трансформатора, аполярность выводов - обозначениям на крышке трансформатора.

6.11. П, К.Измерение потерь холостого хода

Измеренияпроизводятся у трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более при напряжении,подводимом к обмотке низшего напряжения, равном указанному в протоколезаводских испытаний (паспорте). Измерения потерь холостого хода трансформаторовмощностью до 1000 кВ·А производятся после капитального ремонта с полной иличастичной расшихтовкой магнитопровода. У трехфазных трансформаторов потерихолостого хода измеряются при однофазном возбуждении по схемам, применяемым назаводе-изготовителе.

У трехфазныхтрансформаторов при вводе в эксплуатацию и при капитальном ремонте соотношениепотерь на разных фазах не должно отличаться от соотношений, приведенных впротоколе заводских испытаний (паспорте), более чем на 5 %.

У однофазныхтрансформаторов при вводе в эксплуатацию отличие измеренных значений потерь отисходных не должно превышать 10 %.

Измерения впроцессе эксплуатации производятся по решению технического руководителяпредприятия исходя из результатов хроматографического анализа растворенных вмасле газов. Отличие измеренных значений от исходных данных не должно превышать30 %.

6.12. П, К, М.Измерение сопротивления короткого замыкания *($Z_к$)* трансформатора

Измерениепроизводится у трансформаторов 125 МВ·А и более.

Длятрансформаторов с устройством регулирования напряжения под нагрузкой $Z_к$ измеряется наосновном и обоих крайних ответвлениях.

Значения $Z_к$ при вводетрансформатора в эксплуатацию не должны превышать значения, определенного понапряжению КЗ ($U_к$) трансформатора,на основном ответвлении более чем на 5 %.

Значения $Z_к$ при измерениях в процессеэксплуатации и при капитальном ремонте не должны превышать исходные более чемна 3 %. У трехфазных трансформаторов дополнительно нормируется различиезначений $Z_к$ по фазам наосновном и крайних ответвлениях. Оно не должно превышать 3 %.

В процессеэксплуатации измерения $Z_к$ производятсяпосле воздействия на трансформатор тока КЗ, превышающего 70 % расчетногозначения, а также в объеме комплексных испытаний.

6.13. Оценкасостояния переключающих устройств

6.13.1. К. Переключающиеустройства с ПБВ (переключение без возбуждения)

Оценка состоянияпереключающих устройств производится в соответствии с требованиями документа,указанного в п. 6.1.2.

6.13.2. П, К.Переключающие устройства с РПН (регулирование под нагрузкой)

Оценка состоянияпереключающих устройств при вводе трансформаторов в эксплуатацию и капитальномремонте производится в соответствии с требованиями документов, указанныхсоответственно в пп. 6.1. и 6.1.2.

6.14. П, К.Испытание бака на плотность

Испытаниямподвергаются все трансформаторы, кроме герметизированных и не имеющихрасширителя. Испытание производится:

- у трансформаторовнапряжением до 35 кВ включительно - гидравлическим давлением столба масла,высота которого над уровнем заполненного расширителя составляет 0,6 м, заисключением трансформаторов с волнистыми баками и пластинчатыми радиаторами,для которых высота столба масла принимается равной 0,3 м;
- утрансформаторов с пленочной защитой масла - созданием внутри гибкой оболочкиизбыточного давления воздуха 10 кПа;
- у остальныхтрансформаторов - созданием избыточного давления азота или сухого воздуха 10кПа в надмасляном пространстве расширителя.

Продолжительностьиспытания во всех случаях - не менее 3 ч.

Температурамасла в баке при испытаниях трансформаторов напряжением до 150 кВ включительно- не ниже 10 °С, остальных - не ниже 20 °С.

Трансформаторсчитается маслоплотным, если осмотром после испытания течь масла не обнаружена.

6.15. П, К, Т.Проверка устройств охлаждения

Проверкаустройств охлаждения при вводе в эксплуатацию и текущем ремонте трансформаторовпроизводится в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы охлаждения,входящей в комплект заводской технической документации на данный трансформатор,а при капитальном ремонте - в соответствии с требованиями документа, указанногов п. 6.1.2.

6.16. П, К.Проверка предохранительных устройств

Проверкапредохранительного и отсечного клапанов, а также предохранительной (выхлопной)трубы при вводе трансформатора в эксплуатацию и капитальном ремонтепроизводится в соответствии с требованиями документов, указанных в пп. 6.1.1 и 6.1.2.

6.17. П, К.Проверка и испытания газового реле, реле давления и струйного реле

Проверка ииспытания производятся в соответствии с инструкциями по эксплуатациисоответствующих реле.

6.18. П, К.Проверка средств защиты масла от воздействия окружающего воздуха

Проверкавоздухоосушителя, установок азотной и пленочной защит масла, термосифонного илиадсорбирующего фильтра при вводе трансформатора в эксплуатацию и капитальномремонте производится в соответствии с требованиями документов, указанныхсоответственно в пп. 6.1.1 и 6.1.2.

6.19. Тепловизионныйконтроль состояния трансформаторов

Тепловизионныйконтроль производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше всоответствии с указаниями приложения 3.

6.20. Испытаниетрансформаторного масла

6.20.1.П. Испытание остатков масла в баке трансформаторов, поставляемых без масла

При испытанияхпроверяется пробивное напряжение и влагосодержание остатков масла. Пробивноенапряжение должно быть не ниже 50 кВ, а влагосодержание не выше:

Утрансформаторов напряжением 110-330 кВ - 0,0025 %;

Утрансформаторов напряжением 500-750 кВ - 0,0020 %.

Результатыиспытаний учитываются при комплексной оценке состояния трансформатора послетранспортировки.

6.20.2. П. Испытаниемасла в процессе хранения трансформаторов

У трансформаторовнапряжением до 35 кВ включительно проба масла испытывается в соответствии стребованиями табл. 25.2 (п. 1) нереже 1 раза в год.

Утрансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается в соответствии стребованиями табл. 25.2 (п. 1-4)не реже 1 раза в 2 мес.

6.20.3. П, К.Испытание масла перед вводом трансформаторов в эксплуатацию

Утрансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается согласнотребованиям пп. 1-7 табл. 25.2.По решению технического руководителя предприятия испытания масла по пп. 3, 6 и7 табл. 25.2 могут не производиться.

Утрансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается согласнотребованиям табл. 25.2 (пп. 1-7),а у трансформаторов с пленочной защитой масла - дополнительно по п. 10 той жетаблицы.

У трансформатороввсех напряжений масло из бака контактора устройства регулирования напряженияпод нагрузкой испытывается в соответствии с инструкцией завода - изготовителяРПН.

6.20.4. М. Испытаниемасла в процессе эксплуатации трансформаторов*

* Масло из трансформаторов мощностью до 630кВ·А включительно, установленных в электрических сетях, допускается неиспытывать.

Утрансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается потребованиям п. 1 табл. 25.4 в течениепервого месяца эксплуатации - 3 раза в первой половине и 2 раза во второйполовине месяца. В дальнейшем масло испытывается по требованиям пп. 1-3 табл. 25.4 не реже 1 раза в 4 года с учетомтребований разд. 25.3.1 и 25.3.2.

Утрансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается по требованиямтабл. 25.4 (пп. 1-7), а утрансформаторов с пленочной защитой масла - дополнительно по п. 10 той жетаблицы, в следующие сроки после ввода в эксплуатацию:

Трансформаторы110-220 кВ - через 10 дней и 1 мес;

Трансформаторы330-750 кВ - через 10 дней, 1 и 3 мес.

В дальнейшемасло из трансформаторов напряжением 110 кВ и выше испытывается не реже 1 разав 2 года согласно требованиям пп. 1-3 табл. 25.4 и не реже 1раза в 4 года по требованиям пп. 1-9 табл. 25.4 (утрансформаторов с пленочной защитой дополнительно по п. 10 табл. 25.4) с учетом требований разд. 25.3.1 и 25.3.2.

Испытание маслапо требованиям табл. 25.4 (п. 3) может непроизводиться, если с рекомендуемой периодичностью проводятся испытания по п. 6.2 настоящего раздела Норм.

6.21. П. Испытаниетрансформаторов включением на номинальное напряжение

Включениетрансформаторов производится на время не менее 30 мин. В течение этого временисуществляется прослушивание и наблюдение за состоянием трансформатора. Впроцессе испытаний не должны иметь место явления, указывающие нанеудовлетворительное состояние трансформатора.

6.22. П. Испытаниевводов

Испытания вводовпроизводятся в соответствии с разделом 23Норм.

6.23. Испытаниевстроенных трансформаторов тока

Испытанияпроизводятся в соответствии с разделом 7.3Норм.

7. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

7.1. П, К, М.Измерение сопротивления изоляции

Измерениесопротивления основной изоляции трансформаторов тока, изоляции измерительногоконденсатора и вывода последней обкладки бумажно-масляной изоляцииконденсаторного типа производится мегаомметром на 2500 В.

Измерениесопротивления вторичных обмоток и промежуточных обмоток каскадныхтрансформаторов тока относительно цоколя производится мегаомметром на 1000 В.

В процессеэксплуатации измерения производятся:

- натрансформаторах тока 3-35 кВ - при ремонтных работах в ячейках(присоединениях), где они установлены;
- натрансформаторах тока 110 кВ с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительныхобкладок) - при неудовлетворительных результатах испытаний масла согласнотребованиям табл. 25.4, пп. 1-3(область «риска»);
- натрансформаторах тока 220 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией (безуравнительных обкладок) - при отсутствии контроля изоляции под рабочимнапряжением и неудовлетворительных результатах испытаний масла согласнотребованиям табл. 25.4, пп. 1-3(область «риска»);
- натрансформаторах тока с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа 330 кВ ивыше - при отсутствии контроля изоляции под рабочим напряжением - 1 раз в год.

Измеренныезначения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в табл. 7.1.

У каскадныхтрансформаторов тока сопротивление изоляции измеряется для трансформатора токав целом. При неудовлетворительных результатах таких измерений сопротивлениеизоляции дополнительно измеряется по ступеням.

7.2. П, К, М. Измерение tg δ изоляции

Измерения tg δ у трансформаторов тока с основной бумажно-маслянойизоляцией производятся при напряжении 10 кВ.

Таблица 7.1

Класс Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее

напряжения, кВ	основная изоляция	измерительный вывод	наружные слои	вторичные обмотки*	промежуточные обмотки
3-35	1000/500	-	-	50(1)/50(1)	-
110-220	3000/1000	-	-	50(1)/50(1)	-
330-750	5000/3000	3000/1000	1000/500	50(1)/50(1)	1/1

* Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: безскобок - при отключенных вторичных цепях, в скобках - с подключеннымивторичными цепями.

Примечание. Вчислителе указаны значения сопротивления изоляции трансформаторов тока привводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.

В процессеэксплуатации измерения производятся:

- натрансформаторах тока напряжением до 35 кВ включительно - при ремонтных работахв ячейках (присоединениях), где они установлены;
- натрансформаторах тока 110 кВ с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительныхобкладок) - при неудовлетворительных результатах испытаний масла согласнотребованиям табл. 25.4, пп. 1-3(область «риска»);
- натрансформаторах тока 220 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией (безуравнительных обкладок) - при отсутствии контроля под рабочим напряжением инеудовлетворительных результатах испытаний масла по требованиям табл. 25.4, пп. 1-3 (область «риска»);
- натрансформаторах тока с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа 330 кВ ивыше - при отсутствии контроля изоляции под рабочим напряжением - 1 раз в год.

Измеренныезначения, приведенные к температуре 20 °С, должны быть не более указанных втабл. 7.2.

У каскадныхтрансформаторов тока tg δ основнойизоляции измеряется для трансформатора тока в целом. При неудовлетворительныхрезультатах таких измерений tg δ основнойизоляции дополнительно измеряется по ступеням.

7.3. П, К, М.Испытание повышенным напряжением

7.3.1. П. Испытание повышенным напряжениемосновной изоляции

Значенияиспытательного напряжения основной изоляции приведены в табл. 6.1. Длительность испытаниятрансформаторов тока с фарфоровой внешней изоляцией - 1 мин, с органическойизоляцией - 5 мин.

Допускаетсяпроведение испытаний трансформаторов тока совместно с ошиновкой. Трансформаторытока напряжением более 35 кВ не подвергаются испытаниям повышенным напряжением.

Таблица 7.2

Тип изоляции	Предельные значения tg δ, %, основной изоляции трансформаторов тока на номинальное напряжение, кВ, приведенные к температуре 20 °С						
	3-15	20-35	110	220	330	500	750
Бумажно-бакелитовая	3,0/12,0	2,5/8,0	2,0/5,0	-	-	-	-
Основная бумажно-масляная и конденсаторная изоляция	-	2,5/4,5	2,0/3,0	1,0/1,5	Не более 150 % от измеренного на заводе, но не выше 0,8. Не более 150 % от измеренного при вводе в эксплуатацию, но не выше 1,0		

Примечание. В числителеуказаны значения tg δ основной изоляциитрансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессеэксплуатации.

7.3.2. П, К, М.Испытание повышенным напряжением изоляции вторичных обмоток

Значениеиспытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе сприсоединенными к ним цепями принимается равным 1 кВ.

Продолжительностьприложения испытательного напряжения - 1 мин.

7.4. П, К. Снятие характеристик намагничивания

Характеристикаснимается повышением напряжения на одной из вторичных обмоток до началанасыщения, но не выше 1800 В.

При наличии уобмоток ответвлений характеристика снимается на рабочем ответвлении.

В процессеэксплуатации допускается снятие только трех контрольных точек.

Снятаяхарактеристика сопоставляется с типовой характеристикой намагничивания или схарактеристиками намагничивания исправных трансформаторов тока, однотипных спроверяемыми.

Отличия отзначений, измеренных на заводе-изготовителе или от измеренных на исправномтрансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должны превышать 10 %.

7.5. П. Измерениекоэффициента трансформации

Отклонениеизмеренного коэффициента от указанного в паспорте или от измеренного наисправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должно превышать 2%.

7.6. П, К. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Отклонениеизмеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортного значения илиот измеренного на других фазах не должно превышать 2 %. При сравнениииизмеренного значения с паспортными данными измеренное значение сопротивлениядолжно приводиться к заводской температуре. При сравнении с другими фазамиизмерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

Измерениепроизводится у трансформаторов тока на напряжение 110 кВ и выше.

7.7. П, К, М. Испытания трансформаторного масла

При вводе вэксплуатацию трансформаторов тока свежее сухое трансформаторное масло перед ипосле заливки (доливки) в трансформаторы должно быть испытано в соответствии стребованиями раздела 25.

В процессеэксплуатации трансформаторное масло из трансформаторов тока напряжением до 35кВ включительно допускается не испытывать.

Масло изтрансформаторов тока 110-220 и 330-500 кВ, не оснащенных системой контроля подрабочим напряжением, испытывается согласно требованиям пп. 1-3 табл. 25.4 с учетом разд. 25.3.2 - 1 раз в 2 года (длятрансформаторов тока герметичного исполнения - согласно инструкциизавода-изготовителя).

Масло изтрансформаторов тока, оснащенных системой контроля под рабочим напряжением, подостижении контролируемыми параметрами предельных значений, приведенных в табл.7.3, испытывается согласнотребованиям табл. 25.4 (пп. 1-7).

Таблица 7.3

Класс напряжения, кВ	Предельные значения, %, параметров $\|\Delta\text{tg }\delta\|$ и $\Delta Y/Y$	
	при периодическом контроле	при непрерывном контроле
220	2,0	3,0
330-500	1,5	2,0
750	1,0	1,5

Умаслонаполненных каскадных трансформаторов тока оценка состояниятрансформаторного масла в каждой ступени проводится по нормам, соответствующимрабочему напряжению ступени.

7.8. П, К, М.Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытаниявстроенных трансформаторов тока производятся по пп. 7.1, 7.3.2, 7.4-7.6.

Таблица 7.4

Класс напряжения, кВ	Значения, %, $\Delta\text{tg }\delta$ и $\Delta Y/Y$	Периодичность контроля
220	$0\le\Delta\text{tg }\delta\le0,5$ $0\le\Delta Y/Y\le0,5$	12 месяцев
	$0,5<\Delta\text{tg }\delta\le2,0$ $0,5<\Delta Y/Y\le2,0$	6 месяцев
330-500	$0\le\Delta\text{tg }\delta\le0,5$ $0\le\Delta Y/Y\le0,5$	6 месяцев
	$0,5<\Delta\text{tg }\delta\le1,5$ $0,5<\Delta Y/Y\le1,5$	3 месяца
750	$0\le\Delta\text{tg }\delta\le0,5$ $0\le\Delta Y/Y\le0,5$	6 месяцев
	$0,5<\Delta\text{tg }\delta\le1,0$ $0,5<\Delta Y/Y\le1,0$	3 месяца

Измерениесопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока производитсямегаомметром на напряжение 1000 В.

Измеренноесопротивление изоляции без вторичных цепей должно быть не менее 10 МОм.

Допускаетсяизмерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока вместе совторичными цепями. Измеренное сопротивление изоляции должно быть не менее 1МОм.

7.9. М.Тепловизионный контроль

Тепловизионныйконтроль трансформаторов тока производится в соответствии с приложением 3.

7.10. Контроль изоляции под рабочим напряжением

Контрольизоляции трансформаторов тока под рабочим напряжением рекомендуется производитьу трансформаторов тока 220-750 кВ.

Длятрансформаторов тока, контролируемых под напряжением, контроль по пп. 7.1, 7.2 и 7.7 вэксплуатации может производиться только при неудовлетворительных результатахиспытаний по п. 7.10.

Контролируемыепараметры: изменения тангенса угла диэлектрических потерь ($\Delta\text{tg }\delta$) и емкости ($\Delta C/C$) основной изоляции или (и)изменение ее модуля полной проводимости ($\Delta Y/Y$). Допускаетсяконтроль по одному из параметров ($\Delta\text{tg }\delta$ или $\Delta Y/Y$).

Измененииезначений контролируемых параметров определяется как разность результатов двухизмерений: очередных и при вводе в работу системы контроля под напряжением.

Предельныезначения увеличения емкости изоляции составляют 5 % значения, измеренного привводе в работу системы контроля под напряжением.

Периодичностьконтроля трансформаторов тока под рабочим напряжением в зависимости от величиныконтролируемого параметра до организации непрерывного автоматизированногоконтроля приведена в табл. 7.4.

8. ТРАНСФОРМАТОРЫНАПРЯЖЕНИЯ

8.1.Электромагнитные трансформаторы напряжения

8.1.1.П, К, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Измерениесопротивления изоляции обмотки ВН трансформаторов напряжения производитсямегаомметром на напряжение 2500 В.

Измерениесопротивления изоляции вторичных обмоток, а также связующих обмоток каскадныхтрансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 1000 В.

В процессеэксплуатации устанавливается следующая периодичность проведения измерений:

- длятрансформаторов напряжения 3-35 кВ - при проведении ремонтных работ в ячейках,где они установлены;
- длятрансформаторов напряжения 110-500 кВ - 1 раз в 4 года. Измеренные значениясопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть неменее приведенных в табл. 8.1. В процессеэксплуатации допускается проведение измерений сопротивления изоляции вторичныхобмоток совместно со вторичными цепями.

Таблица 8.1

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее		
	основная изоляция	вторичные обмотки*	связующие обмотки
3-35	100	50(1)	1
110-500	300	50(1)	1

* Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок - приотключенных вторичных цепях; в скобках - совместно с подключенными вторичнымицепями.

8.1.2. П. Испытаниеповышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытанияизоляции обмотки ВН повышенным напряжением частоты 50 Гц проводятся длятрансформаторов напряжения с изоляцией всех выводов обмотки ВН этихтрансформаторов на номинальное напряжение.

Значенияиспытательного напряжения основной изоляции приведены в табл. 6.1.

Длительностьиспытания трансформаторов напряжения с фарфоровой внешней изоляцией - 1 мин, сорганической изоляцией - 5 мин.

Значениеиспытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе сприсоединенными к ним цепями принимается равным 1 кВ.

Продолжительностьприложения испытательного напряжения - 1 мин.

8.1.3. П. Измерениесопротивления обмоток постоянному току

Измерениесопротивления обмоток постоянному току производится у связующих обмотоккаскадных трансформаторов напряжения.

Отклонениеизмеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортного значения илиот измеренного на других фазах не должно превышать 2 %. При сравнениииизмеренного значения с паспортными данными измеренное значение сопротивлениядолжно приводиться к температуре заводских испытаний. При сравнении с другимифазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той жетемпературе.

8.1.4. П, К, М.Испытание трансформаторного масла

При вводе вэксплуатацию трансформаторов напряжения масло должно быть испытано всоответствии с требованиями раздела 25.

В процессеэксплуатации трансформаторное масло из трансформаторов напряжения до 35 кВвключительно допускается не испытывать.

Утрансформаторов напряжения 110 кВ и выше устанавливается следующаяпериодичность испытаний трансформаторного масла:

- длятрансформаторов напряжения 110-220 кВ - 1 раз в 4 года;
- длятрансформаторов напряжения 330-500 кВ - 1 раз в 2 года.

В процессеэксплуатации масло испытывается на соответствие требованиям табл. 25.4 (пп. 1-3) с учетом пп. 25.3.1 и 25.3.2.

Умаслонаполненных каскадных трансформаторов напряжения оценка состояния масла вотдельных ступенях проводится по нормам, соответствующим рабочему напряжениюступени.

8.1.5. М.Тепловизионный контроль

Тепловизионныйконтроль трансформаторов напряжения производится в соответствии с указаниямиприложения 3.

8.2. Емкостныетрансформаторы напряжения

8.2.1. П, К, М.Испытания конденсаторов делителей напряжения

Испытанияконденсаторов делителей напряжения проводятся в соответствии с требованиямираздела 20.

8.2.2. П, М.Измерение сопротивления изоляции электромагнитного устройства

Измерениесопротивления изоляции обмоток проводится мегаомметром на 2500 В.

В процессеэксплуатации устанавливается следующая периодичность проведения измерений:

- первый разчерез 4 года после ввода в эксплуатацию;
- в дальнейшем 1раз в 6 лет.

Сопротивлениеизоляции не должно отличаться от указанного в паспорте более чем на 30 % вхудшую сторону, но составлять не менее 300 МОм.

8.2.3. П. Испытаниеэлектромагнитного устройства повышенным напряжением частоты 50 гц

Испытаниямподвергается изоляция вторичных обмоток электромагнитного устройства.

Испытательноенапряжение - 1,8 кВ.

Длительностьприложения напряжения - 1 мин.

8.2.4. П, К, М.Измерение сопротивления обмоток постоянному току

При вводе вэксплуатацию измерение сопротивления обмоток постоянному току производится навсех положениях переключающего устройства.

Необходимостьпроведения измерения сопротивления обмоток постоянному току в процессеэксплуатации определяется техническим руководителем энергопредприятия.

Измеренныезначения, приведенные к температуре при заводских испытаниях, не должныотличаться от указанных в паспорте более чем на 5 %.

8.2.5. П, К, М.Измерение тока и потерь холостого хода

Измерения тока ипотерь холостого хода производятся при напряжениях, указанных в заводскойдокументации.

Измеренныезначения не должны отличаться от указанных в паспорте более чем на 10 %.

8.2.6. П, К, М.Испытания трансформаторного масла из электромагнитного устройства

Перед вводом вэксплуатацию определяется пробивное напряжение масла из электромагнитногоустройства.

Значениепробивного напряжения масла должно быть не менее 30 кВ.
При вводе вэксплуатацию свежее сухое трансформаторное масло для заливки (доливки)электромагнитного устройства должно быть испытано в соответствии с требованиямираздела 25.
В процессеэксплуатации трансформаторное масло из электромагнитного устройства должноиспытываться первый раз через 4 года после ввода в эксплуатацию, в дальнейшем -через 6 лет согласно требованиям табл. 25.4(пп. 1-3) с учетом пп. 25.3.1 и 25.3.2.

8.2.7. П, К, М.Испытания вентильных разрядников

Испытаниявентильных разрядников проводятся согласно указаниям раздела 21.

9. МАСЛЯНЫЕ ИЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

9.1.П, С, М. Измерение сопротивления изоляции

9.1.1.Измерение сопротивления изоляции подвижных и направляющих частей, выполненныхиз органических материалов

Сопротивлениеизоляции должно быть не ниже значений, приведенных в табл. 9.1. Измерение сопротивления изоляции должновыполняться мегаомметром на напряжение 2500 В.

Таблица 9.1

Наименьшиедопустимые значения сопротивления изоляции подвижных частей, выполненных изорганических материалов

Вид испытания	Сопротивление изоляции, МОм, на номинальное напряжение, кВ		
	3-10	15-150	220 и выше
П	1000	3000	5000
С	300	1000	3000

9.1.2. Измерениесопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления

Измерение должновыполняться в соответствии с табл. 26.1.

9.2. Испытанияводов

Испытания должнывыполняться согласно указаниям раздела 23.

9.3. П, С.Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

9.3.1. Испытаниеопорной изоляции и изоляции выключателей относительно корпуса

Испытательноенапряжение для выключателей каждого класса напряжения принимается всоответствии с табл. 6.1.

Продолжительностьприложения испытательного напряжения - 1 мин.

Кроме того,аналогичному испытанию должна подвергаться изоляция межконтактных разрывовмаломасляных выключателей 6-10 кВ.

9.3.2. Испытаниеизоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должновыполняться в соответствии с разделом 26.2.

9.4. П, С, М.Оценка состояния внутрибаковой изоляции и изоляции дугогасительных устройствбаковых масляных выключателей 35 кВ

Оценкапроизводится у баковых масляных выключателей на напряжение 35 кВ в том случае,если при измерении tg δ вводов наполностью собранном выключателе получены повышенные значения по сравнению снормами, приведенными в табл. 23.1.

Внутрибаковаяизоляция и изоляция дугогасительных устройств подлежат сушке, если исключениевлияния этой изоляции снижает измеренный tg δ более чем на 4 % (абсолютная величина).

9.5. Измерение сопротивления постоянному току

9.5.1.П, С, Т. Измерение сопротивления токоведущего контура контактной системы

Эти измерениясопротивления постоянному току производятся пофазно. Их значения не должныпревосходить значений, указанных в табл. 9.2. Нормы на величины сопротивленийотдельных участков контура указаны в заводской инструкции.

Таблица 9.2

Значениясопротивлений постоянному току токоведущего контура контактной системы масляныхи электромагнитных выключателей

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов, мкОм, не более
ВПМ-10	630	78
	1000	72
МГ-10, МГ-20	5000	300*
	6000	Нет данных
МГГ-10	3150	18; 240*
	4000	14; 240*
	5000	12; 240*
ВМ-14, ВМ-16	200	350
	600	150
	1000, 1250	100
ВМ-22, ВМ-23	600	150
	1000, 1500	100
ВМГ-133	600	100
	1000	75
ВМГ-10	630	75
	1000	70
ВПМП-10	630	78
	1000	72

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов, мкОм, не более
ВМПЭ-10	630	50
	1000	40
	1600	30
ВМПП-10	630	55
	1000	45
	1600	32
ВМП-10, ВМП-10П	600	55
	1000	40
	1500	30
ВММ-10	630	85
ВК-10, ВКЭ-10	630	50/45**
	1000	45/40**
	1600	25
ВЭ-10, ВЭС-6	1600	30
	2000-2500	20
	3200-3600	15
С-35	630	310
	3200	60
МКП-35	1000	250
ВТ-35, ВТД-35	630	550
МКП-110	630	1300
	1000	800
У-110-2000-40	2000	800
У-110-2000-50	2000	365
У-220-1000/2000-25	2000	600
У-220-200-40	2000	450
ВМТ-110	-	115/85***
ВМТ-220	-	115/85***
ММО-110	1250	180
ВМПЭ-10	3150	10
ВММ-10	400	55
МКП-220	600	1200
МКП-274	600	800
МКП-110М	630	800
МКП-110-5	1000	800
ВКЭ-М-10	1600	25

* Сопротивление дугогасительных контактов.

** В числителе указаны данные для выключателей на номинальныйток отключения 20 кА, в знаменателе - на 31,5 кА.

*** В числителе указано сопротивлениедугогасительного устройства для выключателей на номинальный ток отключения 25кА, в знаменателе - на 40 кА.

9.5.2. П, С.Измерение сопротивления шунтирующих резисторов дугогасительных устройств

Измеренныезначения сопротивлений должны соответствовать заводским данным с указанными вних допусками.

9.5.3. П, С,Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления

Измеренныезначения сопротивлений обмоток электромагнитов должны соответствовать заводскимнормам.

9.6. П, С.Измерение скоростных и временных характеристик выключателей

Измеренияскоростей движения подвижных контактов и времени их включения и отключенияпроводятся при полностью залитом маслом выключателе и номинальном напряженииоперативного тока на выводах электромагнитов управления.

Скоростные ивременные характеристики выключателя, пригодного к эксплуатации, должнысоответствовать данным табл. 9.3.

Таблица 9.3

Скоростные ивременные характеристики масляных и электромагнитных выключателей

Тип выключателя	Скорость движения контактов, м/с при включении/максимальная, не более		Собственное время, с, не более	
	отключении		включения	отключения
ВПМ-10	2,3±0,3/2,4±0,3	2,6/3,9	0,3	0,12
МГ-10	2,2±0,2/1,8±0,3	-/2,4	0,75	0,135
МГ-20	2,0±0,3/1,8±0,3	-/2,3	0,8	0,155
МГТ-10-45УЗ	2,3±0,3/2,5±0,2	2,6/3,6	0,4	0,12
МГТ-10-5000-63УЗ	3,0±0,3/2,5±0,2	3,6/3,6	0,4	0,11
ВМ-14, ВМ-16	1,65/1,22	1,8/1,24	0,24	0,12
ВМ-22	1,6/1,5	-	0,24	0,15
ВМ-23	1,8/1,75	-	0,28	0,15
ВМГ-133	2,4÷3/1,75÷2	3,2/3,2	0,23	0,1
ВМГ-10	2,0÷2,6/2,1÷2,7	2,6/3,9	0,3	0,12

Тип выключателя	Скорость движения контактов, м/с при включении/максимальная, не более		Собственное время, с, не более	
	отключении		включения	отключения
ВПМП-10	2,4÷2,8/2,2±0,3	3,2/3,2	0,3	0,12
ВМПЭ-10-630(1000,1600)	4,7+0,3/3,0+0,3	5,7/5,0	0,3	0,07
ВМПЭ-10-3150	4+0,4/3,1+0,3	5,7/4,5	0,3	0,09
ВМП-10	4,5±0,5/3,4±0,4	5,0/5,0	0,3	0,1
ВМП-10П	4,5±0,4/3,5±0,3	6,0/5,0	0,2	0,1
ВММ-10	-/2,3+0,2	-	0,2	0,1
ВМПП-10-20	4,2+0,4/2,5+0,2	-	0,2	0,1
ВМПП-10-31,5	4,5+0,4/2,8+0,2	-	0,2	0,1
ВК-10-20-630(1000)	3,5+0,3/2,5±0,2	-	0,075	0,05
ВК-10-20-1600	3,2±0,3/2,3±0,2	-	0,075	0,05
ВК-10-31,5-630(1000)	4,2+0,4/2,5±0,2	-	0,075	0,05
ВК-10-31,5-1600	4,0+0,4/2,3±0,2	-	0,075	0,05
ВЭ-10-1250(1600)-20	5,2+0,5/3,5+0,4	-	0,075	0,06
ВЭ-10-2500(3600)-20	4,8+0,5/3,0+0,3	-	0,075	0,06
ВЭ-10-1250(1600)-31,5	6,5+0,6/3,5+0,4	-	0,075	0,06
ВЭ-10-2500(3600)-31,5	5,8+0,6/3,0+0,3	-	0,075	0,06
ВЭ(С)-6	5,8+0,6/3,0+0,3	-	0,075	0,06
ВКЭ-10-20-630(1000)	4,0+0,4/2,5±0,2	-	0,3	0,07
ВКЭ-10-20-1600	3,8+0,4/2,3±0,2	-	0,3	0,07
ВКЭ-10-31,5-630(1000)	4,0+0,4/2,5±0,2	-	0,3	0,07
ВКЭ-10-31,5-1600	3,8+0,4/2,3±0,2	-	0,3	0,07
С-35-630 с приводом ШПЭ-12	2,7±0,3/1,0±0,2	3,0-0,3/1,6±0,2	0,34	0,05
С-35-630 с приводом ПП-67	2,7±0,3/1±0,2	3,0-0,3/1,6±0,2	0,4	0,12
С-35-3200-50 с приводом ШПЭ-38	2,3+0,2/1,5+0,2	3,2-0,3/2,4-0,2	0,64	0,055
МКП-35	1,7+0,2/1,6+0,2	3,2-0,3/3,6-0,2	0,4	0,05
ВТ-35	1,8±0,3/1,1±0,2	2,1±0,3/2,7±0,2	0,35	0,12
ВТД-35	2,2±0,3/1,1±0,2	2,5±0,2/3,1±0,3	0,35	0,12
МКП-110	1,7+0,2/1,3+0,2	3,8-0,4/2,9-0,3	0,6	0,05
У-110-2000-40	1,7+0,2/1,3+0,2	3,3-0,4/ 3,7-0,4	0,3(ШПВ) 0,7(ШПЭ)	- 0,06
У-110-2000-50	1,7+0,2/2,1+0,3	3,5-0,4/ 3,9-0,4	0,3(ШПВ) 0,7(ШПЭ)	- 0,05
У-220-1000/2000-25	1,9+0,2/1,3+0,2	4,6-0,4/3,8-0,4	0,8	0,05
У-220-2000-40	1,3+0,2/2,0+0,3	4,3-0,4/3,6-0,4	0,75	0,045
ВМТ-110, ВМТ-220(25 кА)	2,7÷3,3/2,3÷2,9	- -	0,13	0,035
ВМТ-110, ВМТ-220(40 кА)	2,7÷3,3/2,3÷2,9	-	0,13	0,03
ММО-110	6,0±0,2/5,3±0,2	-	0,15	0,05
ВМГ-133 с приводом ПС-10	-	-	0,25	0,1
ВМГ-133 с приводом ППМ-10	-	-	0,2÷0,3	0,1
ВМГ-133 с приводом ПВ-10	2,0/3,0	3,0/3,2	0,16	0,1
ВМП-10 с приводом ПЭ-11	3,2/3,3	5,0/5,0	0,3	0,12
ВМП-10 с пружинным приводом	4,5/3,8	5,0/5,0	0,2	0,1
МКП-35 с приводом ШПС-30	1,5÷2,1/1,5÷1,7	2,0÷2,5/2,8÷3,5	0,43	0,05
МКП-35 с приводом ШПЭ-2	1,7÷2,5/2,0±0,3	2,9/3,7	0,43	0,05
МКП-110-5 с приводом ШПЭ-37	2,1±0,3/1,6±0,3.	3,7±0,4/3,3±0,4	0,75÷0,85	0,06
МКП-110-5 с приводом ШПЭ-44	2,2±0,3/1,4±0,2	3,0-3,3/3,2±0,4	0,4÷0,5	0,055
МКП-110М с приводом ШПЭ-31	2,0±0,3/1,5±0,2	3,2±0,4/2,7±0,4	0,05÷0,06	0,05
МКП-110М с приводом ШПЭ-33	2,3±0,3/1,5±0,2	3,3±0,4/3,7±0,4	0,6	0,05
МКП-220	2,7-3,0/1,5±0,2	4,0±0,4/3,2±0,4	0,6÷0,7	0,03

Примечание. В числителе приведена скоростьпри замыкании контактов, в знаменателе - при их размыкании.

9.7. П, С.Измерение хода подвижных частей, вжима контактов при включении, одновременностизамыкания и размыкания контактов выключателей

Измеренныезначения должны соответствовать данным табл. 9.4.

9.8. П, С, Т.Проверка регулировочных и установочных характеристик механизмов приводов ивыключателей

Проверкапроизводится в объеме и по нормам заводских инструкций и паспортов для каждоготипа привода и выключателя.

Таблица 9.4

Нормы на ходподвижных частей выключателей

Тип выключателя	Ход подвижных частей, мм	Ход в контактах (вжим), мм	Разновременность замыкания и размыкания контактов, мм, не более
ВПМ-10	210±5	45±5	5
МГ-10	425±15	90±2	5
МГ-20	475÷500	90±2	5
МГГ-10-3150(4000,5000)-45	295±5	90÷95	4
		(18±2)	4
МГГ-10-5000-63	290±5	90÷95	6(4)
		(22±4)	
ВМ-14	-	-	4
ВМ-16	133±3	50±5	5
ВМ-22, ВМ-23	200±5	40±5	б
ВМГ-133	250±5	40±5	2
ВМГ-10	210±5	45±5	5
ВПМП-10	210±5	45±5	5
ВМПЭ-10-630 (1000,1600)	204±3	55±4	5
ВМПЭ-10-3150	235±5	77±6	7
ВМП-10, ВМП-10П	240÷245	59±4	5
ВММ-10	180	35±3	5
ВМПП-10	207±4	59±4	5
ВК-10, ВКЭ-10, ВКЭ-М-10	158±2	29÷32	3
ВЭ-10, ВЭ(С)-6	-	26÷31	-
		(7,5÷9)	1
С-35-630-10	228±6	10±1	1
С-35-3200-50	280±5	20±1	1
МКП-35	260-275	15±1	2
ВТ-35, ВТД-35	230±10	8÷13	2
МКП-110	465±10	8±1	2
У-110-2000-40	465±10	10±1	2
У-110-2000-50	485±15	20±1	2
У-220-1000/2000-25	795±10	7-10	2
У-220-2000-40	730±10	20±1	2
ВМТ-110, ВМТ-220	492±3	57+60	-
ММО-110	420_{-5}^{+10}	80±5	5
МКП-35 с приводом ШПС-30	280_{-10}		
МКП-110М с приводом ШПЭ-33	500_{-20}	7-10	1
МКП-110М с приводом ШПЭ-31	510_{-10}^{+5}	7-10	1
МКП-110-5 с приводом ШПЭ-44	500±10	7-10	1
МКП-220	800_{-10}^{+5}	7-10	1
МКП-274	1160±25	16±2	2

Примечания:

1. В скобках указаны нормы для главных контактов.
2. В случае несоответствия значений,указанных в таблице и представленных заводом-изготовителем, следуетруководствоваться данными заводских инструкций.

9.9. П, С, Т. Проверка действия механизма свободногорасцепления

Механизмсвободного расцепления привода должен позволять произведение операцииотключения на всем ходе контактов, т.е. в любой момент от начала операциивключения.

Механизмсвободного расцепления проверяется в работе при полностью включенном положениипривода и в двух-трех промежуточных его положениях.

Допускается непроизводить проверку срабатывания механизма свободного расцепления приводовПП-61 и ПП-67 в промежуточных положениях из-за возникновения опасности резкоговозврата рычага ручного привода.

9.10. П, С.Проверка минимального напряжения (давления) срабатывания выключателей

Проверкаминимального напряжения срабатывания производится пополюсно у выключателей спополюсными приводами.

Минимальное напряжение срабатывания электромагнитов должнобыть не более:

	Электромагниты отключения	Электромагниты включения
При питании привода от источника постоянного тока	$0,7U_{ном}$	$0,85U_{ном}$
При питании привода от источника переменного тока	$0,65U_{ном}$	$0,8U_{ном}$

Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

Значениедавления срабатывания пневмопривода должно быть на 20-30 % меньше нижнегопредела рабочего давления.

9.11. П, С.Испытание выключателей многократными опробованиями

Многократныеопробования выключателей - выполнение операций включения и отключения и сложныхциклов (ВО без выдержки времени обязательны для всех выключателей; ОВ и ОВОобязательны для выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) должныпроизводиться при номинальном напряжении на выводах электромагнитов. Числоопераций и сложных циклов, подлежащих выполнению выключателем, должносоставлять:

- 3-5 операцийвключения и отключения;
- 2-3 циклакаждого вида.

9.12. П, С, Т.Испытания трансформаторного масла выключателей

Испытания должнывыполняться при вводе выключателей в эксплуатацию после монтажа, среднего,текущего и непланового ремонтов и проводиться по требованиям табл. 25.2 и 25.3, если ремонт осуществляется со сливом масла извыключателя, и табл. 25.4, если ремонтведется без слива масла из выключателя.

Испытания должнывыполняться:

- до и послезаливки его в баковые выключатели;
- до заливки егов маломасляные выключатели всех напряжений.

В процессеэксплуатации испытания трансформаторного масла баковых выключателей нанапряжение 110 кВ и выше при выполнении ими предельно допустимого без ремонтачисла коммутаций (отключений и включений) токов КЗ или токов нагрузки должныпроизводиться в соответствии с требованиями табл. 25.3 (пп. 1 и 5).

Масло из баковыхвыключателей на напряжение до 35 кВ включительно и маломасляных выключателей навсе классы напряжения после выполнения ими предельно допустимого числакоммутаций токов КЗ (или токов нагрузки) испытанию не подлежит, так как должнозаменяться свежим. При текущем ремонте баковых выключателей наружной установкииспытания масла должны выполняться согласно требованиям табл. 25.4 (п. 1).

9.13. Испытаниявстроенных трансформаторов тока

Испытания должнывыполняться в соответствии с указаниями раздела 7.

9.14. М.Тепловизионный контроль

При контролеоценивается нагрев рабочих и дугогасительных контактов, а также контактныхсоединений токоведущего контура выключателя. Тепловизионный контрольпроизводится в соответствии с указаниями приложения 3.

10. ВОЗДУШНЫЕВЫКЛЮЧАТЕЛИ

10.1.П, С. Измерение сопротивления изоляции

10.1.1. Измерениесопротивления изоляции воздухопроводов, опорных и подвижных частей, выполненнойиз органических материалов

Измерение должнопроизводиться мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивлениеизоляции должно быть не ниже значений, приведенных в табл. 9.1.

10.1.2. Измерениесопротивления изоляции многоэлементных изоляторов

Измерение должновыполняться согласно указаниям раздела 17.

10.1.3. Измерениесопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должновыполняться в соответствии с табл. 26.1.

10.2. П, С.Испытание изоляции повышенным напряжением

10.2.1. Испытаниеопорной изоляции

Испытательныенапряжения для выключателей должны приниматься согласно данным табл. 6.1 и указаниям раздела 17.

10.2.2. Испытаниеизоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должновыполняться в соответствии с указаниями раздела 26.2.

Таблица 10.1

Предельныезначения сопротивлений постоянному току контактных систем воздушныхвыключателей

Тип выключателя	Сопротивление контура полюса, мкОм, не более
ВВН-110-6, ВВШ-110	140
ВВН-154-8, ВВШ-150	200
ВВН-220-10	240
ВВН-220-15	260
ВВН-330-15	460
ВВ-330Б	380
ВВ-500Б	500
ВВУ-35, ВВБ-110, ВВБМ-110Б, ВВБК-110Б	80
ВВУ-110Б, ВВБ-220Б, ВВД-220Б, ВВБК-220Б	300
ВВБ-330Б, ВВД-330Б, ВВДМ-330Б, ВВБК-500А	600
ВВБ-500А	900
ВВБ-750А	1200
ВНВ-330-40, ВНВ-330-63, ВНВ-500-40, ВНВ-500-63	150
ВНВ-750	230
ВО-750	300
КАГ-24	

Примечания:

1. Предельные значения сопротивлений одного элемента(разрыва) гасительной камеры и отделителя и одного дугогасительного устройствамодуля: выключателей серии ВВН-20 мкОм, серий ВВУ, ВВБ, ВВД, ВВБК - 80 мкОм,серии ВНВ - 70 мкОм.
2. У выключателей типа ВВ напряжением 330-500 кВ значениясопротивлений следующих участков токоведущих контуров не должны превышать:
50 мкОм - для шин, соединяющих гасительную камеру сотделителем;
80 мкОм - для шины, соединяющей две половины отделителя;
10 мкОм - для перехода с аппаратного вывода отделителя насоединительную шину.
3. Значения сопротивлений каждого разрывадугогасительного устройства выключателей 330-750 кВ серии ВНВ не должныпревышать 35 мкОм.

10.3.Измерение сопротивления постоянному току

10.3.1.П, С, Т. Измерение сопротивления токоведущего контура (главной цепи)

Сопротивлениетоковедущего контура должно измеряться по частям, т.е. для каждогодугогасительного устройства (модуля), элемента (разрыва) гасительной камеры иотделителя, внутриполюсной ошиновки и т.п. в отдельности.

При текущихремонтах допускается измерять сопротивление токоведущего контура полюса вцелом.

Предельныезначения сопротивлений контактных систем воздушных выключателей приведены втабл. 10.1.

Таблица 10.2

Нормируемыезначения сопротивлений постоянному току омических делителей напряжения ишунтирующих резисторов

Тип выключателя	Сопротивления одного элемента. Ом
ВВН-110-6	150±5
ВВШ-110Б, ВВШ-150Б	150^{+4}_{-2}
ВВН-154-8, ВВН-220-10, ВВН-220-15, ВВН-330-15	15000±150
ВВ-330, ВВ-500	14140±140
ВВУ-35	4,35÷4,6
ВВУ-110Б	5±0,3 (нижний модуль) 100±2 (верхний модуль)
ВВБ-110, ВВБ-220Б	100±2
ВВБМ-110Б, ВВД-220Б	50±1
ВВБК-110Б, ВВБК-220Б	$47,5^{+1}_{-0,5}$
ВНВ-330-63, ВНВ-500-63	75^{+1}_{-3}

Примечание. Сопротивленияшунтирующих резисторов, подлежащих установке на одном полюсе выключателя, недолжны отличаться друг от друга более чем допускается заводской инструкцией.

10.3.2.П, С. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов и цепей управления

Измеренные значениясопротивлений обмоток электромагнитов и цепей управления воздушных выключателейдолжны соответствовать нормируемым значениям:
- электромагнитытипа ВВ-400-15 с форсировкой: 1-я обмотка - 10±1,5 Ом; 2-я обмотка - 45±2 Ом;обе обмотки - 55±3,5 Ом;
- электромагнитызавода «Электроаппарат» - 0,39±0,03 Ом.

Сопротивлениецепей управления отключения и включения выключателей серий ВВБ, ВВД и ВВБК нанапряжение 330 кВ и выше должно быть таким, чтобы значение пика оперативноготока составляло 22±0,5 А.

10.3.3. П, С.Измерение сопротивления постоянному току делителей напряжения и шунтирующихрезисторов

Результатыизмерений сопротивления элементов делителей напряжения и шунтирующих резисторовдолжны соответствовать заводским нормам, приведенным в табл. 10.2, а при отсутствии норм - даннымпервоначальных измерений с отклонением не более 5 %.

10.4. П, С.Проверка минимального напряжения срабатывания выключателя

Электромагнитыуправления воздушных выключателей должны срабатывать при напряжении не более$0,7U_{ном}$ при питаниипривода от источника постоянного тока и не более $0,65U_{ном}$ при питании от сети переменноготока через выпрямительные устройства и наибольшем рабочем давлении сжатоговоздуха в резервуарах выключателя. Напряжение на электромагниты должноподаваться толчком.

10.5. П, С. Испытания конденсаторов делителей напряжения

Испытания должнывыполняться согласно указаниям раздела 20.Разность величин емкости конденсаторов в пределах полюса выключателя не должнапревышать норм завода-изготовителя.

10.6. П, С.Проверка характеристик выключателей

При проверкеработы воздушных выключателей должны определяться характеристики, предписанныезаводскими инструкциями, а также паспортами на выключатели. Результаты провероки измерений должны соответствовать заводским нормам, приведенным в табл. 10.3-10.5. Виды операций и сложных циклов, значениядавлений и напряжений оперативного тока, при которых должна производитьсяпроверка характеристик выключателей, приведены в табл. 10.6.

Нормы нахарактеристики комплектного устройства КАГ-24-30/30000УЗ приведены в табл. 10.7-10.9.

10.7. П, С, Т.Испытание выключателей многократными опробованиями

Многократныеопробования - выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВОбез выдержки времени обязателен для всех выключателей; ОВ и ОВО - длявыключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) должны производиться приразличных давлениях сжатого воздуха и напряжениях на

зажимах электромагнитов управленияс целью проверки исправности действия выключателей согласно табл. 10.6.

Таблица 10.3

Нормы нахарактеристики воздушных выключателей на напряжение 110-500 кВ своздухонаполненным отделителем

Характеристика	ВВН-110-6, ВВШ-110	ВВП-154-8, ВВШ-150	ВВН-220-10	ВВН-220-15	ВВН-330-15	ВВ-330Б (20 кА)	ВВ-330Б (31,5 кА)	ВВ-500 (20 кА)	ВВ-500Б (31,5 кА)
1. Вжим подвижных контактов камеры, мм	12±3	12±3	12±3	12±3	12±3	10±4	10±4	10±4	10±4
2. Вжим подвижных контактов отделителя, мм	10±2	10±2	10±2	10±2	10±2	8±3	10±2	8±3	10±2
3. Давление срабатывания при отключении, при котором отделитель четко залипает, МПа, не более	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3
4. Давление, при котором первый контакт отделителя начинает двигаться на замыкание (давление отлипания), МПа	Не более 1	Не более 1	Не более 1	Не более 1	Не более 1	0,45-0,9	0,45-0,9	0,45-0,9	0,45-0,9
5. Падение (сброс) давления в резервуаре при отключении, МПа	0,28-0,29	0,28-0,29	0,28-0,29	0,28-0,29	0,28-0,29	Не более 0,3	0,25-0,3	Не более 0,3	0,25-0,3
6. Расход воздуха на вентиляцию выключателя, л/ч	Не менее 1350	Не менее 2700	Не менее 2700	Не менее 2700	Не менее 5400	1200-2400	1200-2400	1800-3600	1800-3600
7. Расход воздуха на утечки во включенном положении выключателя, л/ч, не более	120	120	120	120	300	300	300	300	300
8. Расход воздуха на утечки в отключенном положении выключателя, л/ч, не более	430	430	430	430	860	300	300	300	300
9. Собственное время отключения (от подачи команды до первого размыкания контактов гасительной камеры), с, не более	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
10. Разновременность размыкания контактов гасительной камеры полюса, с, не более	0,004 (0,005)	0,005	0,005	0,007	0,006	0,008	0,008	0,008	0,008
11. Бесконтактная пауза гасительной камеры (от последнего размыкания контактов камеры до первого вибрационного замыкания их), с	0,10-0,16	0,10-0,16	0,10-0,16	0,10±±0,02*	0,10-0,16	0,14-0,18	0,2-0,27	0,16-0,18	0,2-0,29
12. Разновременность замыкания контактов гасительной камеры (от первого вибрационного замыкания контактов до прекращения вибрации), с, не более	Проверяется только при использовании выключателей в режиме АПВ**					0,12	0,1	0,12	0,1
13. Запаздывание размыкания контактов отделителя (от последнего размыкания контактов камеры до первого размыкания контактов отделителя), с	0,03-0,05	0,03-0,05	0,03-0,05	0,03-0,05	0,03-0,05	0,025-0,05	0,045-0,07	0,025-0,05	0,045-0,07
14. Разновременность размыкания контактов отделителя, с, не более	0,01	0,015 (0,01)	0,02	0,02	0,02	0,015	0,015	0,015	0,015
15. Разновременность	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Характеристика	ВВН-110-6, ВВШ-110	ВВП-154-8, ВВШ-150	ВВН-220-10	ВВН-220-15	ВВН-330-15	ВВ-330Б (20 кА)	ВВ-330Б (31,5 кА)	ВВ-500 (20 кА)	ВВ-500Б (31,5 кА)
отключения полюсов выключателя, с, не более									
16. Длительность отключающего импульса***, с	Не менее 0,04	Не менее 0,04	Не менее 0,04	Не менее 0,04	Не менее 0,04	0,07-0,11	0,07-0,11	0,07-0,11	0,07-0,11
17. Собственное время включения (от подачи команды до первого вибрационного замыкания контактов отделителя), с, не более	0,25 (0,2)	0,25	0,25	0,25	0,03	0,23	0,23	0,26	0,26
18. Разновременность замыкания контактов отделителя (от первого вибрационного замыкания до прекращения вибрации контактов), с, не более	0,025	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
19. Разновременность включения полюсов выключателя, с, не более	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
20. Длительность включающего импульса***, с	Не менее 0,07	Не менее 0,07	Не менее 0,07	Не менее 0,07	Не менее 0,07	0,13-0,19	0,15-0,21	0,15-0,24	0,11-0,2
21. Бесконтактная пауза АПВ (от последнего размыкания контактов камеры при отключении до первого вибрационного замыкания контактов отделителя при включении), с, не более	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2-0,3	0,3	0,23-0,3

* Бесконтактная пауза менее 0,1 сдопускается при запаздывании отделителя не более 0,035 с.

** Вибрация контактов камерыдолжна прекратиться за время не менее чем 0,05 с до первого замыкания контактовотделителя в цикле ОВ.

*** Длительности отключающих ивключающих импульсов должны быть практически одинаковы на всех полюсахвыключателя.

Примечания:

1. Нормы, приведенные в скобках(пп. 10, 14, 17), относятся к выключателям ВВШ-110 и ВВШ-150.
2. Нормы, приведенные в графах 7и 9 (п. 12), учитывают вибрацию контактов камеры.

Таблица 10.4

Нормы на характеристики воздушныхвыключателей серий ВВБ, ВВД, ВВУ и ВВБК на напряжение 35-750 кВ

Характеристика	ВВБМ-110	ВВБ-220Б	ввд-220	ввд-330Б	ВВБ-500А	ВВБ-750А	ВВУ-35	ВВУ-110	ВПБК-110Б	ВВБК-220Б	ВВБК-500А
1. Наименьшее давление срабатывания выключателя при отключении, МПа, не более	1,4	1,4	1,9	1,4	1,4	1,9	1,4	1,4	2,8	2,8	2,8
2. Давление включения главных контактов при наполнении резервуаров дугогасительных камер сжатым воздухом, МПа	0,4-0,6	0,4-0,6	0,4-0,6	0,4-0,6	0,4-0,6	0,4-0,6	0,4-0,6	0,4-0,6	1,0-1,35	1,0-1,35	1,0-1,35
3. Давление включения контактов шунтирующей цепи при наполнении резервуаров дугогасительных камер сжатым воздухом, МПа	1,0-1,3	1,0-1,3	1,0-1,3	-	-	-	-	1,0-1,3	1,0-1,3	1,5-2,1	-
4. Падение (сброс) давления в резервуарах при отключении, МПа	0,26-0,30	0,26-0,30	0,4-0,45	0,3-0,35	0,24-0,28	0,31-0,37	0,24-0,28	0,25-0,29	0,6-0,7	0,6-0,7	0,55-0,6
5. Собственное время	0,045-	0,05-	0,05-	0,057-	0,057-	0,038-	0,045-	0,055-	0,04-	0,02-	0,022-

Характеристика	ВВБМ-110	ВВБ-220Б	ввд-220	ввд-330Б	ВВБ-500А	ВВБ-750А	ВВУ-35	ВВУ-110	ВПБК-110Б	ВВБК-220Б	ВВБК-500А
отключения (от подачи команды до первого размыкания главных контактов), с	0,055	0,063	0,063	0,065	0,065	0,042	0,055	0,065	0,048	0,028	0,028
6. Разновременность размыкания главных контактов, с, не более:											
- полюса	-	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	-	0,004	-	0,005	0,005
- трех полюсов	0,004	0,005	0,008	0,01	0,01	0,01	0,005	0,008	0,01	0,01	0,01
7. Запаздывание размыкания контактов шунтирующей цепи относительно последнего размыкания главных контактов, с	0,027-0,04	0,027-0,04	0,027-0,04	-	-	-	-	-	0,027-0,04	0,025-0,03	-
8. Разновременность размыкания контактов туширующей цепи, с, не более	0,003	0,004	0,003	-	-	-	-	0,003	0,004	0,005	-
9. Длительность отключающего импульса, с, не менее	0,03	0,03	0,027	0,03	0,03	0,025	0,03	0,03	-	-	-
10. Длительность дополнительного дутья, с, не менее	-	-	-	-	-	-	-	-	0,03	0,03	0,03
11. Время от момента размыкания главных контактов до начала дополнительного дутья, с, не более	-	-	-	-	-	-	-	-	0,02	0,02	0,02
12. Собственное время включения (от подачи команды до последнего замыкания главных контактов), с	Не более 0,2	Не более 0,2	0,15-0,25	0,24-0,25	0,24-0,25	0,1-0,106	Не более 0,15	Не более 0,2	Не более 0,13	0,065-0,075	0,06-0,07
13. Разновременность замыкания главных контактов полюса, с, не более	-	0,005	0,008	0,01	0,01	0,06	0,002	0,01	-	0,005	0,01
14. Запаздывание последнего замыкания контактов шунтирующей цепи относительно замыкания главных контактов, с, не более	0,1	0,08	0,12	-	-	-	-	0,08	0,12	0,12	-
15. Запаздывание замыкания контактов верхней камеры относительно замыкания контактов нижней камеры, с, не более	-	-	-	-	-	-	-	0,01	-	-	-
16. Время от последнего замыкания контактов шунтирующей цепи при включении до первого размыкания главных контактов в циклах ВО и ОВО, с, не менее	0,01	0,01	0,01	-	-	-	-	-	0,01	0,01	-
17. Время от замыкания главных контактов до их размыкания в цикле ВО, с	-	-	-	Не более 0,12	Не более 0,1	Не более 0,1	-	-	0,12-0,14	0,12-0,14	0,1-0,12
18. Бесконтактная пауза АПВ (время от размыкания главных	0,23	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,19	0,2	0,3	0,3	0,3

Характеристика	ВВБМ-110	ВВБ-220Б	ввд-220	ввд-330Б	ВВБ-500А	ВВБ-750А	ВВУ-35	ВВУ-110	ВПБК-110Б	ВВБК-220Б	ВВБК-500А
контактов до их замыкания при включении), с, не более											
19. Расход сжатого воздуха на вентиляцию полюса, л/ч, не менее	333	500	500	1000	1500	2000	1000	1500	900	1080	2400
20. Расход сжатого воздуха на утечки, л/ч, не более	150	240	400	800	750	1320	150	250	480	800	1500

Таблица 10.5

Нормы на характеристики воздушных выключателей серии ВНВ

Характеристика	ВНВ-330-40	ВНВ-330-63	ВНВ-500-40	ВНВ-500-63	ВНВ-750-40
1. Наименьшее давление срабатывания выключателя при отключении и включении, МПа, не более	2,5	2,5	2,5	2,5	3,0
2. Давление, при котором контакты дугогасительного устройства начинают двигаться на смыкание (давление самовключения), МПа	2,0	2,0	2,0	2,0	2,5
3. Падение (сброс) давления, МПа, не более:					
- при отключении	0,28	0,28	0,28	0,28	0,26
- при включении	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
4. Расход сжатого воздуха на:					
- утечки, л/ч, не более	2000	2500	2000	2500	2500
- вентиляцию, л/ч	600-1200	600-1200	600-1200	600-1200	900-1800
5. Собственное время отключения полюса (от подачи команды на отключение до момента размыкания дугогасительного контакта, размыкающегося первым), с, не более	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
6. Разновременность размыкания (расхождения) главных контактов дугогасительных устройств полюса, с, не более	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
7. Запаздывание момента размыкания (расхождения) контактов коммутационных механизмов относительно размыкания главных контактов, с, не более	-	0,035	-	0,035	-
8. Время от момента размыкания контактов коммутационных механизмов до начала движения их сопел на закрытие, с, не менее	-	0,015	-	0,015	-
9. Разновременность размыкания (расхождения) контактов коммутационных механизмов, с, не более	-	0,005	-	0,005	-
10. Время от момента размыкания главных контактов до начала движения сопел на закрытие (стоянка сопел), с	-	0.018-0,026	-	0,018-0,026	-
11. Время обтекания током электромагнита отключения, с, не менее	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
12. Собственное время включения полюса (от подачи команды на включение до момента смыкания дугогасительного контакта, смыкающегося последним), с, не более	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
13. Разновременность замыкания (касания) главных контактов дугогасительных устройств полюса, включая вибрацию, с, не более,	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
в том числе разновременность первых касаний главных контактов, с, не более	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
14. Время от момента замыкания главных контактов до момента подачи команды на отключение в цикла ВО, с, не более	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
15. Бесконтактная пауза АПВ, с, не более	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
16. Разновременность срабатывания трех полюсов, с, не более:					
- при отключении	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
- при включении	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

Таблица 10.6

Условия и числоопробований выключателей при наладке

Операция или цикл	Давление при опробовании	Напряжение на выводах электромагнитов	Число операций и циклов
1. Включение	Наименьшее срабатывание	Номинальное	3

Операция или цикл	Давление при опробовании	Напряжение на выводах электромагнитов	Число операций и циклов
2. Отключение	То же	То же	3
3. ВО	»	»	2
4. Включение	Наименьшее рабочее	»	3
5. Отключение	То же	»	3
6. ВО	»	»	2
7. Включение	Номинальное	»	3
8. Отключение	То же	»	3
9. ОВ	»	»	2
10. Включение	Наибольшее рабочее	0,7 номинального	2
11. Отключение	То же	То же	2
12. ВО	»	Номинальное	2
13. ОВО	»	То же	2
14. ОВО	Наименьшее для АПВ	»	2

Примечание. При выполнении операций исложных циклов (пп. 4-9, 12-14) должны быть сняты зачетные осциллограммы.

10.8. П, С.Проверка регулировочных и установочных характеристик

Проверкаразмеров, зазоров и ходов дугогасительных устройств и узлов шкафов управленияпроизводится в объеме требований заводских инструкций и паспортов навыключатели.

10.9. М.Тепловизионный контроль

При контролеоценивается нагрев дугогасительных устройств и определителей, а такжеконтактные соединения токоведущего контура выключателя. Тепловизионный контрольпроизводится в соответствии с указаниями приложения 3.

Таблица 10.7

Нормы нахарактеристики выключателя КАГ-24

Характеристика	Нормы
1. Сопротивление постоянному току резистора, шунтирующего разрыв камеры, Ом	140±0,1
2. Падение (сброс) давления при отключении выключателя, МПа	0,25÷0,35
3. Минимальное давление срабатывания выключателя при включении и отключении, МПа, не более	1,8
4. Длительность командного импульса на включение, с, не менее	0,16
5. Собственное время включения, с, не более	0,24
6. Промежуток времени от подачи команды на включение до момента соприкосновения контактов отделителя, с	0,16÷0,18
7. Длительность командного импульса на отключение, с, не менее	0,20
8. Собственное время отключения, с, не более	0,15
9. Промежуток времени от момента подачи команды на отключение до момента расхождения главных контактов, с, не более	0,085
10. Опережение момента расхождения главных контактов относительно основных дугогасительных контактов, с, не менее	0,15
11. Промежуток времени от момента подачи команды на отключение до момента расхождения основных дугогасительных контактов, с	0,09÷0,12
12. Разновременность расхождения основных дугогасительных контактов между полюсами, с, не более	0,01
13. Опережение момента расхождения основных дугогасительных контактов относительно расхождения вспомогательных контактов, с	0,02÷0,03
14. Промежуток времени от момента расхождения вспомогательных дугогасительных контактов до момента размыкания отделителя, с, не более	0,02
15. Разновременность работы трех полюсов, с, не более:	
при включении	0,02
при отключении	0,01
16. Падение давления в резервуарах полюса, вызванное утечками, за 1 ч, МПа, не более	0,05

Таблица 10.8

Нормы нахарактеристики разъединителя КАГ-24

Характеристика	Норма
1. Собственное время включения разъединителя, с, не более	0,25
2. Собственное время отключения разъединителя, с, не более	0,25
3. Длительность командного импульса на включение, с, не менее	0,16
4. Длительность командного импульса на отключение, с, не менее	0,20

Таблица 10.9

Условия и числоопробований выключателей и разъединителей КАГ-24 при наладке

Операция	Давление при опробовании	Число операций
1. Включение	Наибольшее рабочее	5
2. Отключение	Наибольшее рабочее	5
3. Включение	Наименьшее рабочее	5
4. Отключение	Наименьшее рабочее	5
5. Включение	Номинальное	5

Операция	Давление при опробовании	Число операций
6. Отключение	Номинальное	5

Примечание. Напряжение на выводахэлектромагнитов - номинальное.

11. ВЫКЛЮЧАТЕЛИНАГРУЗКИ

11.1. П, С. Измерениесопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должновыполняться в соответствии с табл. 26.1.

11.2. П, С.Испытания изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

11.2.1. Испытаниеизоляции выключателя нагрузки

Испытательноенапряжение должно соответствовать данным табл. 6.1.

11.2.2. Испытаниеизоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должновыполняться в соответствии с указаниями раздела 26.2.

11.3. П, С.Измерение сопротивления постоянному току

11.3.1. Измерениесопротивления токоведущего контура контактной системы выключателя

Результаты измерениясопротивления токоведущего контура полюса должны соответствовать заводскимданным, а при их отсутствии - данным первоначальных измерений, отличающимся неболее чем на 10 %.

11.3.2. Измерениесопротивления обмоток электромагнитов управления

Результатыдолжны соответствовать заводским данным, а при их отсутствии - даннымпервоначальных измерений.

11.4. С.Определение степени износа дугогасящих вкладышей

Толщина стенкивкладышей должна быть в пределах 0,5-1,0 мм.

11.5. С.Определение степени обгорания контактов

Суммарный размеробгорания подвижного и неподвижного дугогасительных контактов определяетсярасстоянием между подвижным и неподвижным главными контактами в моментзамыкания дугогасительных. Расстояние должно быть не менее 4 мм.

11.6. П, С. Проверкадействия механизма свободного расцепления

Проверка должнавыполняться согласно указаниям п. 9.9.

11.7. П, С.Проверка срабатывания привода при пониженном напряжении на выводахэлектромагнитов

Проверка должнавыполняться в соответствии с указаниями п. 9.10.

11.8. П, С.Испытание выключателей нагрузки многократными опробованиями

Многократныеопробования выключателей должны производиться при номинальном напряжении навыводах электромагнитов. Число операций, подлежащих выполнению выключателем,должно составлять по 3 включения и отключения.

11.9. М.Тепловизионный контроль

При контролеоценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контуравыключателя. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниямиприложения 3.

12. ЭЛЕГАЗОВЫЕВЫКЛЮЧАТЕЛИ

12.1. П, С.Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитовуправления

Измерение должновыполняться в соответствии с табл. 26.1.

12.2. Испытаниеизоляции

Испытание должновыполняться в соответствии с указаниями разд. 26.2.

12.2.1. П, С.Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытаниеэлектрической прочности изоляции производится на полностью собранном аппаратенапряжением 35 кВ и ниже.

Значениеиспытательного напряжения принимается согласно табл. 6.1.

12.2.2. П, С.Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должновыполняться в соответствии с указаниями раздела 26.2.

12.3. Измерениесопротивления постоянному току

12.3.1. П, С, Т.Измерение сопротивления главной цепи

Сопротивлениеглавной цепи должно измеряться как в целом всего токоведущего контура полюса,так и отдельно каждого разрыва дугогасительного устройства (если это позволяетконструктивное исполнение аппарата).

При текущихремонтах сопротивление токоведущего контура каждого полюса выключателяизмеряется в целом.

12.3.2. П, С, Т.Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления и добавочныхрезисторов в их цепи

Измеренныезначения сопротивлений должны соответствовать заводским нормам.

12.4. П, С.Проверка минимального напряжения срабатывания выключателей

Выключателидолжны срабатывать при напряжении не более $0,7U_{ном}$ при питании привода от источника постоянного тока; $0,65U_{ном}$ при питании привода от сетипеременного тока при номинальном давлении элегаза в полостях выключателя инаибольшем рабочем давлении в резервуарах привода. Напряжение на электромагнитыдолжно подаваться толчком.

12.5. П, С.Испытания конденсаторов делителей напряжения

Испытания должнывыполняться согласно указаниям раздела 20.Значение измеренной емкости должно соответствовать норме завода-изготовителя.

12.6. П, С.Проверка характеристик выключателя

При проверкеработы элегазовых выключателей должны определяться характеристики, предписанныезаводскими инструкциями. Результаты проверок и измерений должны соответствоватьпаспортным данным. Виды операций и сложных циклов, значения давлений врезервуаре привода и напряжений оперативного тока, при которых должнапроизводиться проверка характеристик выключателей, приведены в табл. 10.6. Значения собственных временотключения и включения должны обеспечиваться при номинальном давлении элегаза вдугогасительных камерах выключателя, начальном избыточном давлении сжатоговоздуха в резервуарах приводов, равном номинальному, и номинальном напряжениина выводах цепей электромагнитов управления.

12.7. П, С.Испытание выключателей многократными опробованиями

Многократныеопробования - выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВОбез выдержки времени между операциями - для всех выключателей; ОВ и ОБО - длявыключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) - должны производитьсяпри различных давлениях сжатого воздуха в приводе и напряжениях на выводахэлектромагнитов управления с целью проверки исправности действия выключателейсогласно табл. 10.6.

12.8. П, С, Т.Контроль наличия утечки газа

Проверкагерметичности производится с помощью течеискателя. При контроле наличия утечкищупом течеискателя обследуются места уплотнений стыковых соединений и сварныхшвов выключателя.

Результатконтроля наличия утечки считается удовлетворительным, если выходной прибортечеискателя не показывает утечки. Контроль производится при номинальномдавлении элегаза.

12.9. П, С.Проверка содержания влаги в элегазе

Содержание влагив элегазе определяется перед заполнением выключателя элегазом на основанииизмерения точки росы. Температура точки росы элегаза должна быть не выше минус50 °С.

12.10. П, С.Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытания должнывыполняться в соответствии с указаниями раздела 7.

12.11. М.Тепловизионный контроль

При контролеоценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контуравыключателя. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниямиприложения 3.

13. ВАКУУМНЫЕВЫКЛЮЧАТЕЛИ[1]

[1] Измерениесопротивления постоянному току, определение допустимого износа контактов,измерение временных характеристик выключателей, измерение хода подвижных частейи одновременности замыкания контактов производятся в соответствии с инструкциейзавода-изготовителя.

13.1. П, С.Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитовуправления

Измерение должновыполняться в соответствии с табл. 26.1.

13.2. П, С.Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

13.2.1. Испытаниеизоляции выключателя

Значениеиспытательного напряжения принимается согласно табл. 6.1.

13.2.2. Испытание изоляциивторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должновыполняться в соответствии с указаниями раздела 26.2.

13.3. П, С.Проверка минимального напряжения срабатывания электромагнитов управлениявыключателя

Электромагнитыуправления вакуумных выключателей должны срабатывать:

- электромагнитывключения при напряжении не менее $0{,}85U_{ном}$;
- электромагнитыотключения при напряжении не менее $0{,}7U_{ном}$.

13.4. П, С.Испытание выключателей многократными опробованиями

Число операций исложных циклов, подлежащих выполнению выключателями при номинальном напряжениина выводах электромагнитов, должно составлять:

- 3-5 операцийвключения и отключения;
- 2-3 цикла ВОбез выдержки времени между операциями.

13.5. М.Тепловизионный контроль

При контролеоценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контуравыключателей. Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниямиприложения 3.

14. РАЗЪЕДИНИТЕЛИ,ОТДЕЛИТЕЛИ И КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ

14.1. П, С.Измерение сопротивления изоляции поводков и тяг, выполненных из органическихматериалов

Измерение должновыполняться мегаомметром на напряжение 2500 В.

Результатыизмерений сопротивления изоляции должны быть не ниже значений, приведенных втабл. 9.1.

14.1.1. Измерениесопротивления изоляции многоэлементных изоляторов

Измерение должновыполняться согласно указаниям раздела 17.

14.1.2. Измерениесопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления

Измерение должновыполняться в соответствии с табл. 26.1.

14.2. П, С.Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

14.2.1.Испытание основной изоляции

Изоляция,состоящая из одноэлементных опорных изоляторов, должна подвергаться испытаниямсогласно указаниям табл. 6.1.

Изоляция,состоящая из многоэлементных изоляторов, должна подвергаться испытаниямсогласно указаниям раздела 17.

Испытаниеповышенным напряжением опорно-стержневых изоляторов не обязательно.
Испытаниеопорно-стержневых изоляторов разъединителей 110-220 кВ проводится всоответствии с Циркуляром Ц-04-97(э) «О предупреждении поломокопорно-стержневых изоляторов разъединителей 110-220 кВ».

14.2.2. Испытаниеизоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться всоответствии с указаниями раздела 26.2.

14.3. П, С. Измерение сопротивленияпостоянному току

14.3.1.Измерение сопротивления контактной системы разъединителей и отделителей

Измерение должновыполняться между точками «контактный вывод - контактный вывод». Результатыизмерений сопротивлений должны соответствовать заводским нормам, а при ихотсутствии - данным табл. 14.1.

Таблица 14.1

Допустимые значениясопротивлений контактных систем разъединителей

Тип разъединителя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Допустимое значение сопротивления, мкОм
РЛН	35-220	600	220
РОНЗ	500	2000	200
Остальные типы	Все классы напряжения	600	175
		1000	120
		1500-2000	50

14.3.2.Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления отделителей икороткозамыкателей

Результатыизмерений сопротивлений обмоток должны соответствовать заводским нормам.

14.4. П, С.Измерение контактных давлений в разъемных контактах

Результаты измерений должнысоответствовать заводским нормам.

14.5. П, С.Проверка работы разъединителя, отделителя и короткозамыкателя

Аппараты с ручным управлением должны бытьпроверены выполнением 5 операций включения и 5 операций отключения.

Аппараты сдистанционным управлением должны быть также проверены выполнением 5 операцийвключения и такого же числа операций отключения при номинальном напряжении навыводах электромагнитов и электродвигателей управления.

14.6. П, С.Определение временных характеристик

Определениевременных характеристик обязательно для отделителей и короткозамыкателей.

Результатыизмерений должны соответствовать заводским нормам.

14.7. П, С, Т.Проверка работы механической блокировки

Блокировка недолжна позволять оперирование главными ножами при включенных заземляющих ножахи наоборот.

14.8. М.Тепловизионный контроль

При контролеоценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура.Тепловизионный контроль производится в соответствии с указаниями приложения 3.

15. КОМПЛЕКТНЫЕРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ВНУТРЕННЕЙ И НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ[1]

[1]Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией испытываются всоответствии с требованиями технической документации изготовителя для каждоготипа КРУЭ.

Объем и нормыиспытаний элементов КРУ (выключатели, силовые и измерительные трансформаторы,разрядники, разъединители, кабели и т.п.) приведены в соответствующих разделахнастоящих Норм.

15.1. П, С.Измерение сопротивления изоляции

15.1.1. Измерениесопротивления изоляции элементов из органических материалов

Измеренияпроизводятся мегаомметром на напряжение 2500 В. Сопротивление изоляции должнобыть не ниже значений, приведенных в табл. 9.1.

15.1.2. Измерениесопротивления изоляции вторичных цепей

Измерениепроизводится мегаомметром на напряжение 500-1000 В в соответствии с табл. 26.1.

Сопротивлениеизоляции каждого присоединения вторичных цепей со всеми присоединеннымиаппаратами (реле, приборы, вторичные обмотки трансформаторов тока и напряженияи т.п.) должно быть не менее 1 МОм.

15.2. П, С.Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

15.2.1.Испытание изоляции первичных цепей ячеек

Испытательноенапряжение устанавливается согласно табл. 6.1. Продолжительность приложения испытательногонапряжения для фарфоровой изоляции 1 мин.

Если изоляцияячеек содержит элементы из твердых органических материалов, продолжительностьприложения испытательного напряжения составляет 5 мин.

Все выдвижныеэлементы с выключателями устанавливаются в рабочее положение, включаютвыключатели; выдвижные элементы с разрядниками, силовыми и измерительнымитрансформаторами выкатываются в контрольное положение. Испытание повышеннымнапряжением производится до присоединения силовых кабелей.

15.2.2.Испытание изоляции вторичных цепей

Испытание должновыполняться в соответствии с указаниями раздела 26.2.

15.3. П, С, Т.Проверка соосности и величины вхождения подвижных контактов в неподвижные

15.3.1. Проверкасоосности контактов

Несоосностьконтактов не должна превышать 4-5 мм. Вертикальный люфт ламелей разъединяющихконтактов выкатной тележки должен быть в пределах 8-14 мм.

15.3.2. Вхождениеподвижных контактов в неподвижные

Вхождениеподвижных контактов в неподвижные должно быть не менее 15 мм, запас хода - неменее 2 мм.

15.4. П, С.Измерение сопротивления постоянному току

15.4.1.Измерение сопротивления постоянному току разъемных контактов

Сопротивлениеразъемных контактов не должно превышать значений, приведенных в табл. 15.1.

15.5. П, С.Контроль сборных шин

Контрольконтактных соединений сборных шин должен выполняться согласно указаниям раздела17.

Таблица 15.1

Допустимыезначения сопротивлений постоянному току элементов КРУ

Измеряемый элемент*	Допустимые значения сопротивления
1. Втычные контакты первичной цепи	Допустимые значения сопротивления контактов приведены в заводских инструкциях. В случаях, если значения сопротивления контактов не приведены в заводских инструкциях, они должны быть не более:
	для контактов на 400 А - 75 мкОм; для контактов на 630 А - 60 мкОм; для контактов на 1000 А - 50 мкОм; для контактов на 1600 А - 40 мкОм; для контактов на 2000 А и выше - 33 мкОм
2. Связь заземления выдвижного элемента с корпусом	Не более 0,1 Ом

* Измерение выполняется, если позволяет конструкция КРУ.

15.6.П, С. Механические испытания

Испытаниявключают 5-кратное вкатывание и выкатывание выдвижных элементов с проверкойсоосности разъединяющих контактов главной цепи, работы шторочного механизма,блокировок, фиксаторов.

16. КОМПЛЕКТНЫЕЭКРАНИРОВАННЫЕ ТОКОПРОВОДЫ 6 КВ И ВЫШЕ

Объем и нормыиспытаний оборудования, встроенного в токопровод (измерительные трансформаторы,коммутационная аппаратура, вентильные разрядники и т.п.), приведены всоответствующих разделах Норм.

В этом разделеприведены объем и периодичность испытаний смонтированных токопроводов.

16.1. П, К.Измерение сопротивления изоляции

Измерениепроизводится мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивлениеизоляции, измеренное при вводе токопровода в эксплуатацию, используется вкачестве исходного для последующего контроля, проводимого при капитальномремонте генераторов или КРУ.

16.2. П, К.Испытание изоляции токопровода повышенным напряжением промышленной частоты

Значениеиспытательного напряжения для изоляции токопровода при отсоединенных обмоткахгенераторов и силовых трансформаторов приведены в табл. 6.1. Для токопроводов с общим для всех трех фаз экраномиспытательное напряжение прикладывается поочередно к каждой фазе токопроводапри остальных фазах, соединенных с заземленным кожухом.

Длительностьприложения испытательного напряжения фарфоровой изоляции составляет 1 мин.

Если изоляциятокопровода содержит элементы из твердых органических материалов, продолжительностьприложения испытательного напряжения составляет 5 мин.

Испытания вэксплуатации производятся при капитальном ремонте генераторов или КРУ.

16.3. П, К.Проверка качества выполнения соединений шин и экранов

Проверкакачества выполнения соединений шин токопроводов должна производиться всоответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

Проверкакачества сварных соединений при монтаже токопроводов должна выполняться всоответствии с инструкцией по сварке алюминия или, при наличии соответствующейустановки, методом рентгено - или гаммаскопии, или способом, рекомендованнымзаводом-изготовителем.

Швы сварныхсоединений шин и экранов должны отвечать следующим требованиям:

- не допускаютсятрещины, прожоги, незаваренные кратеры и непровары, составляющие более 10 %длины шва при глубине более 15 % толщины свариваемого металла;
- суммарноезначение непровара, подрезов, газовых пор, окисных и вольфрамовых включенийсварных шин и экранов из алюминия и его сплавов в каждом рассматриваемомсечении должно быть не более 15 % толщины свариваемого металла. В эксплуатациисостояние сварных контактных соединений определяется визуально. Контрольосуществляется при капитальном ремонте генераторов или КРУ.

16.4. П, К.Проверка устройств искусственной вентиляции токопровода

Проверкапроизводится согласно инструкции завода-изготовителя.

16.5. П, К, М.Проверка отсутствия короткозамкнутых контуров в токопроводах генераторногонапряжения

Проверка привводе токопроводов в эксплуатацию и при капитальных ремонтах производитсясогласно табл. 16.1. Междуремонтами проверка может быть заменена тепловизионным контролем, проводимым всоответствии с требованиями приложения 3.

16.6. П, К, Т, М.Контрольный анализ газа на содержание водорода из токопровода

Производится всоответствии с п. 3.26.

Таблица 16.1

Критериотсутствия короткозамкнутых контуров в токопроводах

Конструкция токопровода	Проверяемый узел	Критерий оценки состояния	Примечание
С непрерывными экранами	Изоляция экранов или коробов токопровода от корпуса трансформатора и генератора при:		
	- непрерывном воздушном зазоре (щели) между экранами токопровода и корпусом генератора;	Отсутствие металлического замыкания между экранами и корпусом генератора	При визуальном осмотре
	- односторонней изоляции уплотнений экранов и коробов токопровода от корпуса трансформатора и генератора;	Целостность изоляционных втулок, отсутствие касания поверхностями экранов или коробов (в местах изолировки) корпусов трансформатора и генератора	При визуальном осмотре
	- двусторонней изоляции уплотнений съемных экранов и коробов токопровода, подсоединенных к корпусу трансформатора и генератора	Сопротивление изоляции съемного экрана или короба относительно корпуса трансформатора и генератора при демонтированных стяжных шпильках и заземляющих проводниках должно быть не менее 10 кОм	Измеряется мегаомметром на напряжение 500-1000 В
Секционированные	Изоляция резиновых компенсаторов экранов токопроводов от корпуса трансформатора и генератора	Зазор в свету между болтами соседних нажимных колец резинового компенсатора должен быть не менее 5 мм	При визуальном осмотре
	Изоляция резиновых уплотнений съемных и подвижных экранов	Сопротивление изоляции экрана относительно металлоконструкций при демонтированных стяжных шпильках должно быть не менее 10 кОм	Измеряется мегаомметром на напряжение 500-1000 В
Все типы с двухслойными прокладками станин экранов	Изоляционные прокладки станин экранов	Сопротивление изоляции прокладок относительно металлоконструкций должно быть не менее 10 кОм	1. Измеряется мегаомметром на напряжение 500-1000 В 2. Состояние изоляционных втулок болтов крепления станин проверяется визуально
Все типы	Междуфазные тяги разъединителей и заземлителей	Тяги должны иметь изоляционные вставки или другие элементы, исключающие образование короткозамкнутого контура	При визуальном осмотре

17. СБОРНЫЕ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ШИНЫ

17.1. П, К.Измерение сопротивления изоляции подвесных и опорных фарфоровых изоляторов

Измерениепроизводится мегаомметром на напряжение 2500 В только при положительнойтемпературе окружающего воздуха.

При монтажеизоляторов сопротивление изоляции измеряется непосредственно перед установкой изоляторов.

Сопротивлениекаждого изолятора или каждого элемента многоэлементного изолятора должно бытьне менее 300 МОм.

17.2. П, К.Испытание изоляции шин повышенным напряжением частоты 50 Гц

Значенияиспытательного напряжения приведены в табл. 6.1.

Вновьустанавливаемые многоэлементные или подвесные изоляторы должны испытыватьсяповышенным напряжением 50 кВ частоты 50 Гц, прикладываемым к каждому элементуизолятора.

Длительностьприложения испытательного напряжения - 1 мин.

17.3. Проверкасостояния вводов и проходных изоляторов

Производится всоответствии с положениями раздела 23.

17.4. М.Тепловизионный контроль

Тепловизионныйконтроль производится в соответствии с указаниями приложения 3.

17.5. Контрольконтактных соединений

Контрольпроизводится в соответствии с положениями раздела 31.

18.ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИЕ СУХИЕ РЕАКТОРЫ

18.1. П, К, Т.Измерение сопротивления изоляции обмоток относительно болтов крепления

Измерениепроизводится мегаомметром на напряжение 1000-2500 В. Значение сопротивленияизоляции вновь вводимых в эксплуатацию реакторов должно быть не менее 0,5 МОм исоставлять не менее 0,1 МОм в процессе эксплуатации.

18.2. П, К.Испытание опорных изоляторов реактора повышенным напряжением промышленнойчастоты

Испытательноенапряжение опорных изоляторов полностью собранного реактора принимаетсясогласно табл. 6.1.

Продолжительностьприложения испытательного напряжения - 1 мин.

Испытаниеопорных изоляторов реакторов повышенным напряжением промышленной частоты можетпроизводиться совместно с изоляторами ошиновки ячейки.

19. ЭЛЕКТРОФИЛЬТРЫ

19.1. П. К, Т.Измерение сопротивления изоляции обмоток трансформатора агрегата питания

Измерениепроизводится мегаомметром на напряжение 1000-2500 В.

Сопротивлениеизоляции обмоток напряжением 380(220) В вместе с подсоединенными к ним цепямидолжно быть не менее 1 МОм[1].

Сопротивлениеизоляции обмоток высокого напряжения не должно быть ниже 50 МОм при температуре25 °С или не должно быть менее 70 % значения, указанного в паспорте агрегата.

19.2. П, К.Испытание изоляции цепей 380 (220) В агрегата питания

Испытаниеизоляции производится напряжением 2 кВ частотой 50 Гц в течение 1 мин.[1]

[1] Элементы,работающие при напряжении 60 В и ниже, должны быть отключены.

19.3. П, К, Т.Измерение сопротивления изоляции кабеля высокого напряжения

Сопротивлениеизоляции, измеренное мегаомметром на напряжение 2500 В, не должно быть менее 10МОм.

19.4. П, К.Испытание изоляции кабеля высокого напряжения и концевых кабельных муфт

Испытаниепроизводится напряжением 75 кВ постоянного тока в течение 30 мин.

19.5. П, К.Испытание трансформаторного масла

Предельнодопустимые значения пробивного напряжения масла: до заливки - 40 кВ, после - 35кВ. В масле не должно содержаться следов воды.

Таблица 19.1

Указания поснятию характеристик электрофильтров

Испытуемый объект	Порядок снятия вольт-амперных характеристик	Требования к результатам испытаний
1. Каждое поле на воздухе	Вольт-амперная характеристика снимается при плавном повышении напряжения с интервалами изменения токовой нагрузки 5-10 % номинального значения до предпробойного уровня. Она снимается при включенных в непрерывную работу механизмах встряхивания электродов и дымососах	Пробивное напряжение на электродах должно быть не менее 40 кВ при номинальном токе короны в течение 15 мин
2. Все поля электрофильтра на воздухе	То же	Характеристики, снятые в начале и конце 24 ч испытания, не должны отличаться друг от друга более чем на 10 %
3. Все поля электрофильтра на дымовом газе	Вольт-амперная характеристика снимается при плавном повышении напряжения до предпробойного уровня (восходящая ветвь) с интервалами изменения токовой нагрузки 5-10 % номинального значения и при плавном снижении напряжения (нисходящая ветвь) с теми же интервалами токовой нагрузки. Она снимается при номинальной паровой нагрузке котла и включенных в непрерывную работу механизмах встряхивания электродов	Характеристики, снятые в начале и конце 72 ч испытания, не должны отличаться друг от друга более чем на 10 %

19.6. П, К, Т,М. Проверка исправности заземления элементов оборудования

Производитсяпроверка надежности крепления заземлительных шин к заземлителям и следующимэлементам оборудования: осадительным электродам, положительному полюсу агрегатапитания, корпусу электрофильтра, корпусам трансформаторов и электродвигателей,основанию переключателей, каркасам панелей и щитов управления, кожухам кабелявысокого напряжения, люкам лазов, дверкам изоляторных коробок, коробкамкабельных муфт, фланцам изоляторов и другим металлическим конструкциям согласнопроекту.

19.7. П, К, Т.Проверка сопротивления заземляющих устройств

Сопротивлениезаземлителя не должно превышать 4 Ом, а переходное сопротивление заземляющихустройств (между контуром заземления и деталью оборудования, подлежащейзаземлению) - 0,05 Ом.

19.8. П, К, Т.Снятие вольт-амперных характеристик

Вольт-амперныехарактеристики электрофильтра (зависимость тока короны полей от приложенногонапряжения) снимаются на воздухе и дымовом газе согласно указаниям табл. 19.1.

20. КОНДЕНСАТОРЫ

Объем и нормыпроверок и испытаний, приведенные ниже, распространяются на конденсаторы связи,конденсаторы отбора мощности, конденсаторы для делителей напряжения,конденсаторы для повышения коэффициента мощности, конденсаторы установокпродольной компенсации и конденсаторы, используемые для защиты отперенапряжений.

20.1. П, К, Т, М.Проверка состояния конденсатора

Производитсяпутем визуального контроля.

При обнаруженииутечки (капельной или иной) жидкого диэлектрика конденсатор бракуется независимоот результатов остальных испытаний.

20.2. П, К.Измерение сопротивления разрядного резистора конденсаторов

Сопротивлениеразрядного резистора не должно превышать 100 МОм.

20.3. П, К, М[1].Измерение емкости

[1]Измерения по категории «М» производятся при отрицательных результатах контроляпо п. 20.7.

Емкостьизмеряется у каждого отдельно стоящего конденсатора с выводом его из работы илипод рабочим напряжением (путем измерения емкостного тока или распределениянапряжения на последовательно соединенных конденсаторах).

Измерениеемкости является обязательным после испытания конденсатора повышеннымнапряжением.

Отклоненияизмеренных значений емкости конденсаторов от паспортных не должны выходить запределы, указанные в табл. 20.1.

При контролеконденсаторов под рабочим напряжением оценка их состояния производитсясравнением измеренных значений емкостного тока или напряжения конденсатора сисходными данными или значениями, полученными для конденсаторов других фаз(присоединений).

Таблица 20.1

Допустимоеизменение емкости конденсаторов

Наименование	Допустимое изменение измеренной емкости конденсатора относительно паспортного значения. %	
	при первом включении	в эксплуатации
Конденсаторы связи, отбора мощности и делительные	±5	±5
Конденсаторы для повышения коэффициента мощности и конденсаторы, используемые для защиты от перенапряжений	±5	±10
Конденсаторы продольной компенсации	+5 -10	±10

20.4. П, К.Измерение тангенса угла диэлектрических потерь

Измерениепроизводится на конденсаторах связи, конденсаторах отбора мощности иконденсаторах делителей напряжения.

Измеренноезначение tg δ не должно превышать 0,3 %(при температуре 20 °С) при первом включении и 0,8 % в эксплуатации.

20.5. П. Испытаниеповышенным напряжением

Испытываетсяизоляция относительно корпуса при закороченных выводах конденсатора.

Величина ипродолжительность приложения испытательного напряжения регламентируетсязаводскими инструкциями.

Испытательныенапряжения промышленной частоты для различных конденсаторов приведены ниже:

Конденсаторы для повышения коэффициента мощности, с номинальным напряжением, кВ	Испытательное напряжение кВ
0,22	2,1
0,38	2,1
0,5	2,1
1,05	4,3
3,15	15,8
6,3	22,3
10,5	30,0
Конденсаторы для защиты от перенапряжений типа	
СММ-20/3-0,107	22,5
КМ2-10,5-24	22,5-25,0

Испытаниянапряжением промышленной частоты могут быть заменены одноминутным испытаниемвыпрямленным напряжением удвоенного значения по отношению к указаннымиспытательным напряжениям.

20.6. П. Испытаниебатарей конденсаторов

Испытаниепроизводится трехкратным включением батарей на номинальное напряжение сконтролем значений токов по фазам. Токи в фазах не должны отличаться более чемна 5 %.

20.7. М. Тепловизионный контроль конденсаторов

Тепловизионныйконтроль производится в соответствии с указаниями приложения 3.

21. ВЕНТИЛЬНЫЕ РАЗРЯДНИКИ И ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ[1]

21.1. П, К[2], М. Измерение сопротивления разрядников иограничителей перенапряжения

[1] Испытания ОПН, неуказанных в настоящем разделе, следует проводить в соответствии с инструкциейпо эксплуатации завода-изготовителя.

[2]Испытание «К» производится при ремонте разрядника со вскрытием специальнообученным персоналом.
Измерениепроводится:
- на разрядникахи ОПН с номинальным напряжением менее 3 кВ - мегаомметром на напряжение 1000 В;
- на разрядникахи ОПН с номинальным напряжением 3 кВ и выше - мегаомметром на напряжение 2500В.
Измерениесопротивления проводится перед включением в работу и при выводе в плановыйремонт оборудования, к которому подключены защитные аппараты, но не реже 1 разав 6 лет.
Сопротивлениеразрядников РВН, РВП, РВО, GZ должно быть неменее 1000 МОм.
Сопротивлениеэлементов разрядников РВС должно соответствовать требованиям заводскойинструкции. Сопротивление элементов разрядников РВМ, РВРД, РВМГ, РВМК должносоответствовать значениям, указанным в табл. 21.1.
Сопротивлениеимитатора пропускной способности измеряется мегаомметром на напряжение 1000 В.Значение измеренного сопротивления не должно отличаться более чем на 50 % отрезультатов заводских измерений или предыдущих измерений в эксплуатации.
Таблица 21.1
Значениесопротивлений вентильных разрядников

Тип разрядника или элемента	Сопротивление, МОм		Допустимые изменения в эксплуатации по сравнению с заводскими данными или данными первоначальных измерений
	не менее	не более	
РВМ-3	15	40	±30 %
РВМ-6	100	250	
РВМ-10	170	450	
РВМ-15	600	2000	
РВМ-20	1000	10000	
РВРД-3	95	200	В пределах значений, указанных в столбцах 2 и 3
РВРД-6	210	940	
РВРД-10	770	5000	
Элемент разрядника РВМГ			±60 %
110М	400	2500	
150М	400	2500	
220М	400	2500	
330М	400	2500	
400	400	2500	
500	400	2500	
Основной элемент разрядника РВМК-330, 500	150	500	±30 %
Вентильный элемент разрядника РВМК-330, 500	0,010	0,035	
Искровой элемент разрядника РВМК-330, 500	600	1000	±30 %
Элемент разрядника РВМК-750М	1300	7000	±30 %
Элемент разрядника РВМК-1150 (при температуре не менее 10 °С в сухую погоду)	2000	8000	±30 %

Сопротивлениеизоляции изолирующих оснований разрядников с регистраторами срабатыванияизмеряется мегаомметром на напряжение 1000-2500 В. Значение измеренногосопротивления изоляции должно быть не менее 1 МОм.
Сопротивлениеограничителей перенапряжений с номинальным напряжением до 3 кВ должно быть неменее 1000 МОм.
Сопротивлениеограничителей перенапряжений с номинальным напряжением 3-35 кВ должносоответствовать требованиям инструкций заводов-изготовителей.
Сопротивлениеограничителей перенапряжений с номинальным напряжением 110 кВ и выше должнобыть не менее 3000 МОм и не должно отличаться более чем на ±30 % от данных,приведенных в паспорте или полученных в результате предыдущих измерений вэксплуатации.

21.2. П, К, М.Измерение тока проводимости вентильных разрядников при выпрямленном напряжении

Измерениепроводится у разрядников с шунтирующими резисторами перед вводом в работу, а уразрядников с магнитным гашением дуги дополнительно не реже 1 раза в 6 лет.Внеочередное измерение тока проводимости проводится для окончательной оценкисостояния разрядника в случае, когда при измерении мегаомметром обнаруженоизменение сопротивления на величину, более указанной в п. 21.1.
Значениядопустимых токов проводимости вентильных разрядников приведены в табл. 21.2.
Таблица 21.2
Допустимые токипроводимости вентильных разрядников при выпрямленном напряжении

Тип разрядника или элемента	Испытательное выпрямленное напряжение, кВ	Ток проводимости при температуре разрядника 20 °С, мкА	
		не менее	не более
РВС-15	16	450	620
РВС-15*	16	200	340
РВС-20	20	450	620
РВС-20*	20	200	340
РВС-33	32	450	620
РВС-35	32	450	620

Тип разрядника или элемента	Испытательное выпрямленное напряжение, кВ	Ток проводимости при температуре разрядника 20 °С, мкА	
		не менее	не более
РВС-35*	32	200	340
РВМ-3	4	380	450
РВМ-6	6	120	220
РВМ-10	10	200	280
РВМ-15	18	500	700
РВМ-20	28	500	700
РВЭ-25М	28	400	650
РВМЭ-25	32	450	600
РВРД-3	3	30	85
РБРД-6	6	30	85
РВРД-10	10	30	85
Элемент разрядника РВМГ-110М, 150М, 220М, 330М, 400, 500	30	1000	1350
Основной элемент разрядника РВМК-330, 500	18	1000	1350
Искровой элемент разрядника РВМК-330, 500	28	900	1300
Элемент разрядника РВМК-750М	64	220	330
Элемент разрядника РВМК-1150	64	180	320

* Разрядники для сетей с изолированной нейтралью икомпенсацией емкостного тока замыкания на землю, выпущенные после 1975 г.

Примечание. Дляприведения токов проводимости разрядников к температуре +20 °С следует внестипоправку, равную 3 % на каждые 10 градусов отклонения (при температуре больше20 °С поправка отрицательная).

21.3. П, М. Измерение тока проводимости ограничителейперенапряжений

Измерение токапроводимости ограничителей перенапряжений производится:

1. Перед вводомв эксплуатацию:

дляограничителей класса напряжения 3-110 кВ при приложении наибольшего длительнодопустимого фазного напряжения;

дляограничителей класса напряжения 150, 220*, 330, 500 кВ при напряжении 100 кВчастоты 50 Гц.

* Для ограничителей перенапряжения 220 кВ допускается измерять токпроводимости при напряжении 75 кВ частоты 50 Гц.

2. В процессеэксплуатации:

дляограничителей класса напряжения 110 кВ и выше без отключения от сети 1 раз вгод перед грозовым сезоном;

дляограничителей, установленных в нейтрали трансформатора 110 кВ, при выводе егоиз работы, но не реже 1 раза в 6 лет;

дляограничителей класса напряжения 110 кВ и выше при выводе из работы на срокболее 1 мес.

Методикапроведения измерения тока проводимости, а также его предельные значения, прикоторых ограничитель выводится из работы, указаны в инструкциизавода-изготовителя и в табл. 21.3(для наиболее распространенных типов ОПН).

Таблица 21.3

Токипроводимости ограничителей перенапряжений при переменном напряжении частоты 50Гц

Тип ограничителяперенапряжений	Наибольшее рабочее напряжение частоты 50 Гц, кВ	Ток проводимости при температуре 20 °С, мА	
		Значение, при котором необходимоставить вопрос о заменеограничителя	Предельное значение, при котором ограничитель должен быть выведен из работы
ОПН-110У1	73	1,0	1,2
ОПН-1-110ХЛ4	73	2,0	2,5
ОПН-110ПН	73	0,9	1,2
ОПН-150У1	100	1,2	1,5
ОПН-150ПН	100	1,1	1,5
ОПН-220У1	146	1,4	1,8
ОПН-1-220ХЛ4	146	2,0	2,5
ОПН-220ПН	146	1,3	1,8
ОПН-330	210	2,4	3,0
ОПН-330ПН	210	2,2	3,0
ОПН-500У1	303	4,5	5,5
ОПН-500ПН	303	3,4	4.5
ОПН-750	455	6,0	7,2
ОПНО-750	455	4,5	5,5

21.4. П, М.Проверка элементов, входящих в комплект приспособления для измерения токапроводимости ограничителя перенапряжений под рабочим напряжением

Проверкапроизводится на отключенном от сети ограничителе перенапряжений.

Проверкаэлектрической прочности изолированного вывода производится для ограничителейОПН-330 и 500 кВ перед вводом в эксплуатацию и при выводе в ремонтоборудования, к которому подключен ограничитель, но не реже 1 раза в 6 лет.

Проверкапроизводится при плавном подъеме напряжения частоты 50 Гц до 10 кВ без выдержкивремени.
Проверкаэлектрической прочности изолятора ОФР-10-750 производится напряжением 24 кВчастоты 50 Гц в течение 1 мин.
Измерение токапроводимости защитного резистора производится при напряжении 0,75 кВ частоты 50Гц. Значение тока должно находиться в пределах 1,8-4,0 мА.

21.5. К. Измерениепробивного напряжения вентильных разрядников

Измерениепроизводится специально обученным персоналом при ремонте разрядника совскрытием по методике предприятия-изготовителя и наличии установки,обеспечивающей ограничение времени приложения напряжения.
Значенияпробивных напряжений разрядников приведены в табл. 21.4.

21.6. П, К, М.Тепловизионный контроль вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений

Производится увентильных разрядников с шунтирующими сопротивлениями и ограничителейперенапряжений в соответствии с указаниями приложения 3.
При межремонтныхиспытаниях в случае удовлетворительных результатов тепловизионного контроляпроверка состояния вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений по пп.21.1-21.3 может не проводиться.

Таблица 21.4

Пробивныенапряжения разрядников и элементов разрядников при частоте 50 Гц

Тип разрядника или элемента	Действующее значение пробивного напряжения при частоте 50 Гц, кВ	
	не менее	не более
РВП, РВО-6	16	19
РВП, РВО-10	26	30,5
РВС-15	35	51
РВС-20	42	64
РВС-33	66	84
РВС-35	71	103
РВМ-6	14	19
РВМ-10	24	32
РВМ-15	33	45
РВМ-20	45	59
РВРД-3	7,5	9
РВРД-6	15	18
РВРД-10	25	30
Элемент разрядников РВМГ-110М, 150М, 220М, 330М, 400, 500	60,5	72,5
Основной элемент разрядников РВМК-330, 500	44,5	50
Искровой элемент разрядников РВМК-330, 500	76	81
Элемент разрядника РВМК-750М	163	196
Элемент разрядника РВМК-1150	181	212

21.7. К.Проверка герметичности разрядников

Проверкагерметичности производится в случае проведения капитального ремонта разрядникасо вскрытием. Проверка производится при разрежении 300-400 мм рт. ст. Измененииедавления при перекрытом вентиле за 1-2 ч не должно превышать 0,5 мм рт. ст.

22. ТРУБЧАТЫЕ РАЗРЯДНИКИ

22.1. П, М.Проверка состояния поверхности разрядника

Наружнаяповерхность разрядника не должна иметь ожогов электрической дугой, трещин,расслоений и царапин глубиной более 0,5 мм на длине более трети расстоянияемежду наконечниками.

22.2. П. Измерениеповерхностного электрического сопротивления фибробакелитового разрядника

Проверкапроизводится перед установкой разрядника мегаомметром на напряжение 2500 В.Поверхностное электрическое сопротивление должно быть не ниже 10000 МОм.

22.3. П, М.Измерение диаметра дугогасительного канала разрядника

Значениедиаметра канала должно соответствовать данным, приведенным в табл. 22.1.

22.4. П, М.Измерение внутреннего искрового промежутка разрядника

При вводе вэксплуатацию размеры внутреннего искрового промежутка должны соответствоватьданным, приведенным в табл. 22.1.При межремонтных испытаниях эти размеры не должны превышать значений, указанныхв табл. 22.1 для разрядников РТФ6-10 кВ - на 3 мм, РТФ-35 - на 5 мм, РТВ 6-10 кВ - на 8 мм, РТВ 20-35 кВ - на10 мм, РТВ-110 - на 2 мм.

22.5. П, М.Измерение внешнего искрового промежутка разрядника

Размеры внешнегоискрового промежутка должны соответствовать данным, приведенным в табл. 22.1.

Таблица 22.1

Техническиеданные трубчатых разрядников

Тип разрядника	Номинальное напряжение, кВ	Ток отключения, кА	Внешний искровой промежуток, мм	Начальный диаметр дугогасительного канала, мм	Конечный диаметр дугогасительного канала, мм	Начальная длина внутреннего искрового промежутка мм	Конечная длина внутреннего искрового промежутка, мм
РТФ-6	6	0,5-10	20	10	14	150±2	-

Тип разрядника	Номинальное напряжение, кВ	Ток отключения, кА	Внешний искровой промежуток, мм	Начальный диаметр дугогасительного канала, мм	Конечный диаметр дугогасительного канала, мм	Начальная длина внутреннего искрового промежутка мм	Конечная длина внутреннего искрового промежутка, мм
РТВ-6	6	0,5-2,5	10	6	9	60	68
		2-10	10	10	14	60	68
РТФ-10	10	0,5-5	25	10	11,5	150±2	-
		0,2-1	25	10	13,7	225±2	-
РТВ-10	10	0,5-2,5	20	6	9	60	68
		2-10	15	10	14	60	68
РТФ-35	35	0,5-2,5	130	10	12,6	250±2	-
		1-5	130	10	15,7	200±2	-
		2-10	130	16	20,4	220±2	-
РТВ-35	35	2-10	100	10	16	140	150
РТВ-20	20	2-10	40	10	14	100	110
РТВ-110	110	0,5-2,5	450	12	18	450±2	-
		1-5	450	20	25	450±2	-

22.6. П, М.Проверка расположения зоны выхлопа разрядника

Зоны выхлопаразрядников разных фаз не должны пересекаться и охватывать элементы конструкцийи проводов ВЛ. В случае заземления выхлопных обойм разрядников допускаетсяпересечение их зон выхлопа.

23. ВВОДЫ И ПРОХОДНЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ

23.1. П, К, М.Измерение сопротивления изоляции

Производитсяизмерение сопротивления изоляции измерительного конденсатора ПИН(C_2)или(и) последних слоев изоляции (C_3) мегаомметром на 2500 В.

Значениясопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию должны быть не менее 1000 МОм,в процессе эксплуатации - не менее 500 МОм.

Периодичностьизмерений для вводов:

- 110-220 кВ - 1раз в 4 года;
- 330-750 кВ - 1раз в 2 года.

23.2. П, К, М.Измерение tg δ иемкости изоляции

Производитсяизмерение tg δ и емкости:

основнойизоляции вводов при напряжении 10 кВ;

изоляцииизмерительного конденсатора ПИН(C_2) или(и) последних слоев изоляции(C_3) при напряжении 5 кВ (3 кВ для вводов, изготовленных по ГОСТ10693-64).

Предельныезначения tg δ приведены в табл. 23.1.

Предельноеувеличение емкости основной изоляции составляет 5 % измеренного при вводе вэксплуатацию.

В процессеэксплуатации устанавливается следующая периодичность проведения измерений дляводов:

- 35 кВ - припроведении ремонтных работ на трансформаторах и выключателях, где ониустановлены;
- 110-220 кВ - 1раз в 4 года;
- 330-750 кВ - 1раз в 2 года.

23.3. П, К, М. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытательноенапряжение для проходных изоляторов и вводов, испытываемых отдельно или послеустановки на оборудование, выбирается в соответствии с табл. 6.1.

Таблица 23.1

Тип и зона изоляции ввода	Предельные значения tg δ, %, для вводов номинальным напряжением, кВ			
	35	110-150	220	330-750
Бумажно-масляная изоляция ввода				
основная изоляция (C_1) и изоляция конденсатора ПИН(C_2);	-	0,7/1,5	0,6/1,2	0,6/1,0
последние слои изоляции (C_3)	-	1,2/3,0	1,0/2,0	0,8/1,5
Твердая изоляция ввода с масляным заполнением:				
основная изоляция (C_1)	1,0/1,5	1,0/1,5	-	-
Бумажно-бакелитовая изоляция ввода с мастичным заполнением:				
основная изоляция (C_1)	3,0/9,0	-	-	-

Примечания:

1. В числителе указаны значения tg δ изоляции при вводе вэксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.
2. Уменьшение tg δ основной изоляции герметичноговвода по сравнению с результатами предыдущих измерений на Δtg δ(%)≥0,3 является показаниемдля проведения дополнительных испытаний с целью определения причин снижения tg δ.
3. Нормируются значения tg δ, приведенные к температуре 20°С. Приведение производится в соответствии с инструкцией по эксплуатацииводов.

В процессе эксплуатации испытанияпроводятся по решению технического руководителя энергопредприятия.

Испытание вводов, установленныхна силовых трансформаторах, производится совместно с испытанием обмоток этихтрансформаторов.

Испытательное напряжениепринимается по табл. 6.1.Продолжительность приложения испытательного напряжения для вводов:
- с фарфоровой, масляной ибумажно-масляной основной изоляцией - 1 мин;
- с основной изоляцией изорганических твердых материалов и кабельных масс - 5 мин;
- испытываемых совместно собмотками трансформаторов - 1 мин.

23.4. П, К.Испытание избыточным давлением

Испытаниеизбыточным давлением производится на негерметичных маслонаполненных вводахнапряжением 110 кВ и выше избыточным давлением масла 0,1 МПа с целью проверкиуплотнений.
Продолжительностьиспытания - 30 мин. Допускается снижение давления за время испытаний не более 5кПа.

23.5. П, К, М.Испытание масла из вводов

Перед заливкойво вводы изоляционное масло должно отвечать требованиям табл. 25.2.
Доливаемое вовводы масло должно отвечать требованиям п. 25.3.
Определениефизико-химических характеристик масла из негерметичных вводов производится потребованиям табл. 25.4 (пп. 1-3):
- для вводов110-220 кВ - 1 раз в 4 года;
- для вводов330-500 кВ - 1 раз в 2 года.

Определениефизико-химических характеристик масла из негерметичных вводов согласно табл. 25.4. (пп. 4-11) производится приполучении неудовлетворительных результатов испытаний по табл. 25.4 (пп. 1-3). Объем необходимогорасширения испытаний определяется техническим руководителем энергопредприятия.
Контроль маслагерметичных вводов производится при получении неудовлетворительных результатовпо пп. 23.1, или(и) 23.2, или(и) 23.7,а также при повышении давления во вводе сверх допустимых значений,регламентированных заводской документацией на вводы. Объем испытанийопределяется решением технического руководителя предприятия исходя изконкретных условий. Предельные значения параметров масла - в соответствии стребованиями табл. 25.4.
Необходимостьпроведения хроматографического анализа растворенных в масле газов определяетсятехническим руководителем предприятия по совокупности результатов испытанийввода. Оценка результатов - в соответствии с рекомендациями завода-изготовителяи местным опытом диагностики состояния вводов.

23.6. М. Проверкаманометра

Манометрпроверяется у герметичных вводов путем сличения его показаний с показаниямиаттестованного манометра.
Проверкапроизводится в трех оцифрованных точках шкалы: начале, середине, конце.Допустимое отклонение показаний проверяемого манометра от аттестованного неболее 10 % верхнего предела измерений.
Проверкапроизводится в сроки, установленные для контроля изоляции вводов.

23.7. П, М. Контроль изоляции под рабочим напряжением

Контрольизоляции вводов под рабочим напряжением рекомендуется производить у вводов110-750 кВ с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа наавтотрансформаторах с номинальным напряжением 330 кВ и выше и трансформаторах сноминальным напряжением 110 кВ и выше, установленных на электростанциях иузловых подстанциях.
Таблица 23.2

Класс напряжения, кВ	Предельные значения параметров, %, $\|\Delta\text{tg }\delta\|$ и $\Delta Y/Y$	
	при периодическом контроле	при непрерывном контроле
110-220	2,0	3,0
330-500	1,5	2,0
750	1,0	1,5

Примечания:

1. Для вводов 330-750 кВрекомендуется автоматизированный непрерывный контроль с сигнализацией определьных значениях измеряемых параметров.
2. Уменьшениезначения $\Delta\text{tg }\delta$ основной изоляции герметичноговвода по сравнению с результатами предыдущих измерений на $\Delta\text{tg }\delta(\%)\geq 0{,}3$ является показаниемдля проведения дополнительных испытаний с целью определения причин снижения $\Delta\text{tg }\delta$.

Для вводов,контролируемых под напряжением, контроль по пп. 23.1, 23.2(кроме измерения сопротивления изоляции и $\text{tg }\delta$ зоны C_3) и 23.5 может производиться только приполучении неудовлетворительных результатов испытаний по п. 23.7.
Контролируемыепараметры: изменение тангенса угла диэлектрических потерь ($\Delta\text{tg }\delta$) и емкости ($\Delta C/C$) основной изоляции или(и)изменение ее модуля полной проводимости ($\Delta Y/Y$). Допускаетсяконтроль по одному из параметров $\Delta\text{tg }\delta$ и $\Delta Y/Y$.
Измененииезначений контролируемых параметров определяется как разность результатовочередных измерений и измерений при вводе в работу системы контроля поднапряжением.
Предельныезначения параметров $\text{tg }\delta$ и $\Delta Y/Y$ приведены в табл. 23.2.
Предельноезначение увеличения емкости изоляции составляет 5 % значения, измеренного привводе в работу системы контроля под напряжением.
Периодичностьконтроля вводов под рабочим напряжением в зависимости от величиныконтролируемого параметра до организации автоматизированного непрерывногоконтроля приведена в табл. 23.3.
Таблица 23.3

Класс напряжения, кВ	Значения, %, $\|\Delta\text{tg }\delta\|$ и $\Delta Y/Y$	Периодичность контроля

Класс напряжения, кВ	Значения, %, $\|\Delta tg\ \delta\|$ и $\Delta Y/Y$	Периодичность контроля
110-220	$0 \le \|\Delta tg\ \delta\| \le 0,5$ $0 \le \Delta Y/Y \le 0,5$	12 месяцев
	$0,5 < \|\Delta tg\ \delta\| \le 2,0$ $0,5 < \Delta Y/Y \le 2,0$	6 месяцев
330-500	$0 \le \|\Delta tg\ \delta\| \le 0,5$ $0 \le \Delta Y/Y \le 0,5$	6 месяцев
	$0,5 < \|\Delta tg\ \delta\| \le 1,5$ $0,5 < \Delta Y/Y \le 1,5$	3 месяца
750	$0 \le \|\Delta tg\ \delta\| \le 0,5$ $0 \le \Delta Y/Y \le 0,5$	6 месяцев
	$0,5 < \|\Delta tg\ \delta\| \le 1,0$ $0,5 < \Delta Y/Y \le 1,0$	3 месяца

23.8.Тепловизионное обследование

Тепловизионныйконтроль вводов производится в соответствии с приложением 3.

24. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ,ПРЕДОХРАНИТЕЛИ-РАЗЪЕДИНИТЕЛИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

24.1. П, К.Испытание опорной изоляции повышенным напряжением промышленной частоты

Значениеиспытательного напряжения опорной изоляции предохранителя,предохранителя-разъединителя принимается согласно табл. 6.1.

Продолжительностьприложения испытательного напряжения - 1 мин.

24.2. П, К.Проверка целостности плавкой вставки предохранителя

Проверяются:

- омметром -целостность плавкой вставки;
- визуально -наличие калибровки на патроне.

24.3. П, К.Измерение сопротивления постоянному току токоведущей части патронапредохранителя-разъединителя

Измеренноезначение сопротивления должно соответствовать значению номинального тока вкалибровке на патроне.

24.4. П, К.Измерение контактного нажатия в разъемных контактахпредохранителя-разъединителя

Измеренноезначение контактного нажатия должно соответствовать заводским данным.

24.5. П, К.Проверка состояния дугогасительной части патрона предохранителя-разъединителя

Измеряетсявнутренний диаметр дугогасительной части патрона предохранителя-разъединителя.

Измеренноезначение диаметра внутренней дугогасительной части патрона должносоответствовать заводским данным.

24.6. П, К.Проверка работы предохранителя-разъединителя

Выполняется 5циклов операций включения и отключения предохранителя-разъединителя.

Выполнениекаждой операции должно быть успешным с одной попытки.

24.7. М.Тепловизионный контроль

Производится всоответствии с указаниями приложения 3.

25. ТРАНСФОРМАТОРНОЕ МАСЛО

25.1.Контроль качества трансформаторных масел при приеме и хранении

Поступающая наэнергопредприятие партия трансформаторного масла должна быть подвергнуталабораторным испытаниям в соответствии с требованиями раздела 5.14 Правилтехнической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (РД34.20.501-95).

Нормативныезначения показателей качества для свежего масла в зависимости от его маркиприводятся в табл. 25.1. Таблицасоставлена на основании требований действующих ГОСТ и ТУ к качеству свежихтрансформаторных масел на момент разработки настоящего документа.

25.1.1. Контроль трансформаторного масла послетранспортирования

Из транспортнойемкости отбирается проба масла в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-85. Проба трансформаторногомасла подвергается лабораторным испытаниям по показателям качества 2, 3, 4, 11,12, 14, 18 из табл. 25.1.

Показателикачества 2, 3, 4, 14, 18 определяются до слива масла из транспортной емкости, а11 и 12 можно определять после слива масла.

Показатель 6должен дополнительно определяться только для специальных арктических масел.

25.1.2. Контрольтрансформаторного масла, слитого в резервуары

Трансформаторноемасло, слитое в резервуары маслохозяйства, подвергается лабораторным испытаниямпо показателям качества 2, 3, 4, 18 из табл. 25.1 сразу после его приема из транспортной емкости.

25.1.3. Контроль трансформаторного масла, находящегося нахранении

Находящееся нахранении масло испытывается по показателям качества 2, 3, 4, 5, 11, 12, 14, 18из табл. 25.1 с периодичностью нереже 1 раза в 4 года.

25.1.4.Расширение объема контроля

Показателикачества масла из табл. 25.1, неуказанные в пп. 25.1.1-25.1.3, определяются в случаенеобходимости, по решению технического руководителя энергопредприятия.

25.2. Контролькачества трансформаторных масел при их заливке в электрооборудование

25.2.1. Требования ксвежему трансформаторному маслу

Свежиетрансформаторные масла, подготовленные к заливке в новое электрооборудование,должны удовлетворять требованиям табл. 25.2.

25.2.2. Требования крегенерированным и очищенным маслам

Регенерированныеи(или) очищенные эксплуатационные масла, а также их смеси со свежими маслами,подготовленные к заливке в электрооборудование после ремонта, должныудовлетворять требованиям табл. 25.3.

25.3. Контроль качества трансформаторных масел при их эксплуатациив электрооборудовании

25.3.1. Объем ипериодичность испытаний

Объем ипериодичность проведения испытаний масла указаны в разделах на конкретные видыэлектрооборудования, нормативные значения показателей качества приводятся втабл. 25.4.

На основанииполученных результатов лабораторных испытаний масла определяют две области егоэксплуатации:

- область«нормального состояния масла» (интервал от предельно допустимых значений послезаливки масла в электрооборудование, приведенных в табл. 25.2, столбец 4, и до значений, ограничивающих областьнормального состояния масла в эксплуатации, приведенных в табл. 25.4, столбец 3), когда состояниекачества масла гарантирует надежную работу электрооборудования и при этомдостаточно минимально необходимого контроля показателей 1-3 из табл. 25.4 (сокращенный анализ);
- область «риска»(интервал от значений, ограничивающих область нормального состояния масла,приведенных в табл. 25.4, столбец 3, допредельно допустимых значений показателей качества масла в эксплуатации,приведенных в табл. 25.4, столбец 4),когда ухудшение даже одного показателя качества масла приводит к снижениюнадежности работы электрооборудования и требуется более учащенный и расширенныйконтроль для прогнозирования срока его службы и(или) принятия специальных мерпо восстановлению эксплуатационных свойств масла с целью предотвращения егозамены и вывода электрооборудования в ремонт.

25.3.2. Расширенные испытания трансформаторного масла

Необходимостьрасширения объема испытаний показателей качества масел и учащения периодичностиконтроля определяется решением технического руководителя энергопредприятия.

25.3.3. Требования ктрансформаторным маслам, доливаемым в электрооборудование

Трансформаторныемасла, доливаемые в электрооборудование в процессе его эксплуатации, должныудовлетворять требованиям табл. 25.4, столбец 3.

Таблица 25.1

Показателикачества свежих отечественных трансформаторных масел

Показатель	Марки масел и номера нормативных документов										Номер стандарта на методы испытаний
	ГК ТУ 38.101.1025-85	Твг ТУ 38.401.978-93	Т-1500 ГОСТ 982-80	Т-1500У ТУ 38.401.58107-94	ТКп ТУ 38.401.5849-92	ТСп ТУ 38.401.830-90	ТСп ГОСТ 10121-76	САТУ 38.401.1033-95	АГК ТУ 38.101.1271-89	МВТ ТУ 38.401.927-92	
1. Вязкость кинематическая, мм/с, (сСт), не более при:											ГОСТ 33-82
50 °С	9	9	8	11*	9	9	9	8,5	5	3,5*	
-30 °С	1200	1200	1600	1300	1500	1300	1300	1200	800**	150**	
2. Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	ГОСТ 5985-79
3. Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	135	135	135	135	135	135	150	140	125	95	ГОСТ 6356-75
4. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	-	-	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	-	-	Отсутствие	ГОСТ 6307-75
5. Содержание механических	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	ГОСТ 6370-83

Показатель	Марки масел и номера нормативных документов										Номер стандарта на метод испытаний
	ГК ТУ 38.101.1025-85	Тувг 38.401.978-93	ТУТ-1500 ГОСТ 982-80	Т-1500У ТУ 38.401.58107-94	ТКп ТУ 38.401.5849-92	ТСп ТУ 38.401.830-90	ТСп ГОСТ 10121-76	САТУ 38.401.1033-95	АГКТУ 38.101.1271-89	МВТ ТУ 38.401.927-92	
примесей											
6. Температура застывания, °С, не выше	-45	-45	-45	-55	-45	-45	-45	-45	-60	-65	ГОСТ 20287-9
7. Зольность, %, не более	-	-	-	-	-	0,005	0,005	-	-	-	ГОСТ 1461-75
8. Натровая-проба, оптическая плотность, баллы, не более	-	-	0,4	-	0,4	0,4	-	-	-	-	ГОСТ 19296-73
9. Прозрачность при 5 °С	-	-	Прозрачно	-	-	Прозрачно	Прозрачно	-	-	-	ГОСТ 982-80, п. 5.3
10. Испытание коррозионного воздействия на пластинки из меди марки М1 или М2 по ГОСТ 859-78	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	-	-	Выдерживает	Выдерживает	Выдерживает	ГОСТ 2917-76
11. Тангенс угла диэлектрических потерь, %, не более при 90 °С	0,5	0,5	0,5	0,5	2,2	1,7	1,7	0,5	0,5	0,5	ГОСТ 6581-75
12. Стабильность против окисления:											
- масса летучих кислот, мг КОН на 1 г масла, не более	0,04	0,04	0,05	0,05	0,008	0,005	0,005	0,15	0,04	0,04	ГОСТ 981-75
- содержание осадка, % массы, не более	0,015	0,015	Отсутствие	Отсутствие	0,01	Отсутствие	Отсутствие	0,015	Отсутствие	Отсутствие	
- кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более	0,10	0,10.	0,20	0,20	0,10	0,10	0,10	0,15	0,10	0,10	
13. Стабильнос	150	120	-	-	-	-	-	120	150	150	МЭК 1125(В)

Показатель	Марки масел и номера нормативных документов										Номер стандарта на метод испытаний
	ГК ТУ 38.101.1025-85	Тувг 38.401.978-93	ТУТ-1500 ГОСТ 982-80	Т-1500У ТУ 38.401.58107-94	ТКп ТУ 38.401.5849-92	ТСп ТУ 38.401.830-90	ТСп ГОСТ 10121-76	САТУ 38.401.1033-95	АГКТУ 38.101.1271-89	МВТ ТУ 38.401.927-92	
ть против окисления, метод МЭК, индукционный период, ч, не менее											-92
14. Плотность при 20 °С, кг/м^3, не более	895	895	885	885	900	895	895	895	895	-	ГОСТ 3900-85
15. Цвет на колориметре ЦНТ, единицы ЦНТ, не более	1	1	1,5	1,5	-	1	1	1	1	-	ГОСТ 20284-74
16. Содержание серы, %, не более	-	-	-	0,3	-	0,6	0,6	0,3	-	-	ГОСТ 19121-73
17. Содержание помола (АГИДОЛ-1), %, не менее	0,25	0,2	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	РД 34.43.105-89
18. Внешний вид	Чистое, прозрачное, свободное от видимых загрязнений, воды, частиц, волокон										Визуальный контроль

* при 40 °С;
** при -40 °С.

Таблица 25.2

Требования ккачеству свежих масел, подготовленных к заливке в новое электрооборудование

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	Примечание
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование:			
	до 15 кВ включительно	30	25	
	до 35 кВ включительно	35	30	
	от 60 до 150 кВ включительно	60	55	
	от 220 до 500 кВ включительно	65	60	
	750 кВ	70	65	
2. Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г масла, не более*	Электрооборудование:			
	до 220 кВ включительно	0,02	0,02	
	свыше 220 кВ	0,01	0,01	
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не ниже	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	135	135	При применении арктического масла (АГК) или масла для выключателей

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	Примечание
				(МТВ) значение данного показателя определяется стандартом на марку масла по табл. 25.1
4. Влагосодержание по ГОСТ 7822-75, % массы (г/т), не более (качественно) ГОСТ 1547-84	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы	0,001 (10)	0,001 (10)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом по РД 34.43.107-95
	Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	0,002 (20)	0,0025 (25)	
	Электрооборудование, при отсутствии требований предприятий-изготовителей по количественному определению данного показателя	Отсутствие	Отсутствие	
5. Содержание механических примесей: ГОСТ 6370-83, % (класс чистоты ГОСТ 17216-71, более) РТМ 34.70.653-83, %, не более (класс чистоты по ГОСТ 17216-71, не более)	Электрооборудование до 220 кВ включительно	Отсутствие (11)	Отсутствие (12)	
	Электрооборудование свыше 220 до 750 кВ невключительно	0,0008 (9)	0,0010 (10)	
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С по ГОСТ 6581-75, %, не более*	Силовые измерительные трансформаторы до 220 кВ включительно	1,7	2,0	Проба масла дополнительной обработке не подвергается
	Силовые измерительные трансформаторы свыше 220 до 750 кВ включительно, маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	0,5	0,7	
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75 (качественно)	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	Отсутствие	Отсутствие	
8. Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метил-фенол или ионол) по РД 34.43.105-89, % массы, не менее	Трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы свыше 110 кВ	0,20	0,18	При арбитражном контроле определение данного показателя следует проводить по стандарту МЭК 666-79 или(и) РД 34.43.208-95

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	Примечание
9. Температура застывания, ГОСТ 20287-91, °С, выше	Электрооборудование, заливаемое неарктическим маслом	-60	-60	
10. Газосодержание в соответствии инструкциями предприятия-изготовителя, % объема, не более (по РД 34.43.107-95, % объема, не более)	Трансформаторы с спленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	0,1 (0,5)	-(1,0)	
11. Стабильность против окисления по ГОСТ 981-75:	Силовые и измерительные трансформаторы от 110 до 220 кВ включительно			Условия процесса: 120 °С, 14 ч, 200 мл/мин O_2
кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла, не более;		0,1	-	
содержание осадка, % массы, не более		0,01	-	
	Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 до 750 кВ включительно, маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	В соответствии с требованиями стандарта на конкретную марку масла, допущенного к применению в данном оборудовании	-	Для свежего масла допускается определение по стандарту МЭК 474-74 или 1125(В)-92

* Допускается применять длязаливки силовых трансформаторов до 500 кВ включительно трансформаторное маслоТКп по ТУ 38.101.980-81 и до 220 кВ включительно масло ТКп по ТУ38.401.5849-92, а также их смеси с другими свежими маслами, если значение tg δ при 90 °С не будетпревышать 2,2 % до заливки и 2,6 % после заливки и кислотного числа не более0,02 мг КОН/г, при полном соответствии остальных показателей качестватребованиям таблицы.

Таблица 25.3

Требования ккачеству регенерированных и очищенных масел, подготовленных к заливке вэлектрооборудование после его ремонта*

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	Примечание
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее**	Электрооборудование: до 15 кВ включительно	30	25	
	до 35 кВ включительно	35	30	
	от 60 до 150 кВ включительно	60	55	
	от 220 до 500 кВ включительно	65	60	
	750 кВ	70	65	
2. Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г масла, не более	Силовые трансформаторы до 220 кВ включительно	0,05	0,05	
	Измерительные трансформаторы до 220 кВ включительно	0,02	0,02	
	Силовые и измерительные трансформаторы	0,02	0,02	

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	Примечание
	свыше 220 до 500 кВ включительно и Силовые измерительные трансформаторы свыше 500 до 750 кВ включительно	0,01	0,01	
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не ниже	Силовые трансформаторы до 220 кВ включительно и Силовые измерительные трансформаторы до 750 кВ включительно	130 135	130 135	При применении арктического масла (АГК) или масла для выключателей (МВТ) значение данного показателя определяется стандартом на марку масла по табл. 25.1
4. Влагосодержание по ГОСТ 7822-75, % массы (г/т), не более по ГОСТ 1547-84** (качественно)	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные измерительные трансформаторы	0,001(10)	0,001(10)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом по РД 34.43.107-95
	Силовые измерительные трансформаторы без специальных защит масла	0,002(20)	0,0025(25)	
	Электрооборудование, при отсутствии требований предприятий-изготовителей по количественному определению данного показателя	Отсутствие	Отсутствие	
5. Содержание механических примесей**: ГОСТ 6370-83, % (класс чистоты по ГОСТ 17216-71, не более); РТМ 34.70.653-83, %, не более (класс чистоты по ГОСТ 17216-71, не более)	Электрооборудование до 220 кВ включительно	Отсутствие (11)	Отсутствие (12)	
	Электрооборудование свыше 220 до 750 кВ включительно	0,0008 (9)	0,0010(10)	
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С по ГОСТ 6581-75, %, не более	Силовые трансформаторы до 220 кВ включительно	5	6	Проба масла дополнительной обработке не подвергается
	Измерительные трансформаторы до 220 кВ включительно	1,5	1,7	
	Силовые измерительные трансформаторы свыше 220 до 500 кВ включительно и Силовые измерительные трансформаторы свыше 500 до 750 кВ включительно	1,5 0,5	1,7 0,7	
7. Содержание	Электрооборудование	Отсутствие	Отсутствие	

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла предназначенного к заливке в электрооборудование	после заливки в электрооборудование	Примечание
водорастворимых кислот и щелочей, ГОСТ 6307-75 (качественно)	всех видов и классов напряжения			
8. Содержание антиокислительной присадки (2,6-дитретбутил-4-метил-фенол ионол) по РД 34.43.105-89, % массы, не менее	Силовые трансформаторы до 1220 кВ включительно	0,20	0,18	При арбитражном контроле определение данного показателя следует проводить по стандарту МЭК 666-79 или(и) РД 34.43.208-95
	Силовые и измерительные трансформаторы до 750 кВ включительно	0,30	0,27	
9. Температура застывания по ГОСТ 20287-91, °С, выше	Электрооборудование, заливаемое неарктическим маслом	-60	-60	
10. Газосодержание в соответствии инструкциями предприятия-изготовителя, % объема, не более (по РД 34.43.107-95, % объема, не более)	Трансформаторы со спленочной защитой	0,1 (0,5)	-(1,0)	
11. Стабильность против окисления по ГОСТ 981-75*** кислотное число окисленного масла, мг КОН/г масла, не более	Силовые и измерительные трансформаторы свыше 220 до 750 кВ включительно	0,2	-	Условия процесса: 130 °С, 30 ч, 50 мл/мин O_2
массовая доля осадка, %, не более		Отсутствие	-	
12. Содержание серы по ГОСТ 19121-73, % не более	Электрооборудование: до 220 кВ включительно	0,60	0,60	
	свыше 220 до 500 кВ включительно	0,35	0,35	
	свыше 500 до 750 кВ включительно	0,30	0,30	

* Применение регенерированных и очищенных эксплуатационныхмасел для заливки высоковольтных вводов после ремонта не допускается, данноеэлектрооборудование заливается после ремонта свежими маслами, отвечающимитребованиям табл. 25.2.

** В масляных выключателях допускается применятьрегенерированные или очищенные эксплуатационные масла, а также их смеси сосвежими маслами, если они удовлетворяют требованиям настоящей таблицы (пп. 1 и4) и имеют класс промышленной чистоты не более 12 (ГОСТ 17216-71).

*** В случае необходимости порешению технического руководителя предприятия допускается заливрегенерированного и очищенного эксплуатационного трансформаторного масла всиловые и измерительные трансформаторы до 500 кВ включительно, еслистабильность против окисления будет соответствовать норме на масло ТКп (см.табл. 25.1), а остальныепоказатели качества будут удовлетворять требованиям настоящей таблицы.

Таблица 25.4

Требования ккачеству эксплуатационных масел

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое	Примечание
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование: до 15 кВ включительно	-	20	
	до 35 кВ включительно	-	25	
	от 60 до 150 кВ	40	35	

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое	Примечание
	включительно от 220 до 500 кВ включительно	50	45	
	750 кВ	60	55	
2. Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г масла, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	0,10	0,25	
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не ниже	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	Снижение более чем на 5 °С в сравнении с предыдущим анализом	125	
4. Влагосодержание: по ГОСТ 7822-75, % массы (г/т), не более	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы, герметичные измерительные трансформаторы	0,0015 (15)	0,0025 (25)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом по РД 34.43.107-95
	Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	-	0,0030 (30)	
по ГОСТ 1547-84 (качественно)	Электрооборудование, при отсутствии требований предприятий-изготовителей по количественному определению данного показателя	Отсутствие	Отсутствие	
5. Содержание механических примесей: ГОСТ 6370-83, % (класс чистоты по ГОСТ 17216-71, не более);	Электрооборудование до 220 кВ включительно	Отсутствие (13)	Отсутствие (13)	
РТМ 34.70.653-83, %, не более (класс чистоты по ГОСТ 17216-71, не более)	Электрооборудование свыше 220 до 750 кВ включительно	0,0020 (11)	0,0030 (12)	
6. Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 6581-75, %, не более, при температуре 70 °С/90 °С	Силовые и измерительные трансформаторы, вводы:			Проба масла дополнительной обработке не подвергается Норма tg δ при 70 °С факультативна
	110-150 кВ включительно	8/12	10/15	
	220-500 кВ включительно	5/8	7/10	
	750 кВ	2/3	3/5	
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей, мг КОН/г, не более	Силовые трансформаторы, герметичные невысоковольтные вводы, герметичные измерительные трансформаторы до 750 кВ включительно	0,014	-	Определение данного показателя производится по РД 34.43.105-89
	Негерметичные высоковольтные вводы и измерительные трансформаторы до 500 кВ включительно	0,030	-	
8. Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-	Трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	0,1	-	

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое	Примечание
метилфенол или ионол) по РД 34.43.105-89, % массы, не менее	свыше 110 кВ			
9. Содержание растворимого шлама, % массы, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные высоковольтные вводы, свыше 110 кВ	-	0,005	Определение данного показателя производится по РД 34.43.105-89
10. Газосодержание в соответствии инструкциями предприятия-изготовителя, % объема, не более	Трансформаторы со спленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	2	4	Допускается определение хроматографическим методом по РД 34.43.107-95
11. Содержание фурановых производных, % массы, не более (в том числе фурфурола)*	Трансформаторы и вводы свыше 110 кВ	0,0015 (0,001)	-	Определение данного показателя производится хроматографическими методами по РД 34.43.206-94 или РД 34.51.304-94

*Показатель 11 рекомендуется определять также в случае обнаружения втрансформаторном масле значительных количеств CO и CO_2хроматографическим анализом растворенных газов, которые свидетельствуют овозможных дефектах и процессах разрушения твердой изоляции.

26. АППАРАТЫ, ВТОРИЧНЫЕ ЦЕПИ И ЭЛЕКТРОПРОВОДКА НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО1000 В

26.1. П, Т, М.Измерение сопротивления изоляции

Значениясопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в табл. 26.1.

26.2. П, Т. Испытания повышенным напряжением частоты 50 Гц

Значениеиспытательного напряжения для цепей релейной защиты, электроавтоматики и другихвторичных цепей со всеми присоединенными аппаратами (катушки приводов,автоматы, магнитные пускатели, контакторы, реле, приборы и т.п.) принимаетсяравным 1000 В[1]. Осветительные сети испытываются указаннымнапряжением в тех случаях, когда проводка имеет пониженный по сравнению снормой уровень изоляции. В остальных случаях испытание может быть произведеномегаомметром на напряжение 2500 В.

[1] При текущемремонте (Т) допускается испытание выпрямленным напряжением 2500 В сиспользованием мегаомметра или специальной установки.

Продолжительностьприложения испытательного напряжения составляет 1 мин.

Вторичные цепи,рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже, а также цепи, содержащиеустройства с микроэлектронными элементами, напряжением 1000 В частоты 50 Гц неиспытываются.

26.3. П, Т.Проверка действия максимальных, минимальных или независимых расцепителейавтоматов

Работарасцепителей должна соответствовать заводским данным и требованиям обеспечениязащитных характеристик.

Таблица 26.1

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Наименьшее допустимое значение сопротивления изоляции, МОм
1. Шины постоянного тока на щитах управления и в распределительных устройствах (при отсоединенных цепях)	1000-2500	10
2. Вторичные цепи каждого присоединения и цепи питания приводов выключателей и разъединителей[1)]	1000-2500	1
3. Цепи управления, защиты, автоматики и измерений, а также цепи возбуждения машин постоянного тока, присоединенные к силовым цепям	1000-2500	1
4. Вторичные цепи и элементы при питании от отдельного источника или через разделительный трансформатор, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже[2)]	500	0,5
5. Электропроводки, в том числе осветительные сети[3)]	1000	0,5
6. Распределительные устройства[4)], щиты и токопроводы	1000-2500	0,5

[1)] Измерение производится со всемиприсоединенными аппаратами (катушки приводов, контакторы, пускатели,автоматические выключатели, реле, приборы, вторичные обмотки трансформаторов токаи напряжения и т.п.).

[2] Должны быть приняты меры дляпредотвращения повреждения устройств, в особенности микроэлектронных иполупроводниковых элементов.
[3] Сопротивление изоляцииизмеряется между каждым проводом и землей, а также между каждыми двумя проводами.
[4] Измеряется сопротивлениеизоляции каждой секции распределительного устройства.
Таблица 26.2

Операция	Напряжение на шинах оперативного тока	Количество операций
Включение	$0,9U_{ном}$	5
Отключение	$0,8U_{ном}$	5

26.4. П, Т.Проверка работы контакторов и автоматов при пониженном напряжении оперативноготока
Значениенапряжения срабатывания и количество операций приведены в табл. 26.2.
26.5. П, Т.Проверка предохранителей, предохранителей-разъединителей
Плавкая вставкапредохранителя должна быть калиброванной.
Контактноенажатие в разъемных контактах предохранителя-разъединителя должносоответствовать заводским данным и измеренному при приемке.
Проверка работыпредохранителя-разъединителя производится выполнением 5 циклов ВО.
27. АККУМУЛЯТОРНЫЕБАТАРЕИ
27.1.П, К. Проверка емкости аккумуляторной батареи
Емкостьаккумуляторной батареи при температуре 20 °С должна соответствовать заводскимданным.
27.2. П, К, М.Проверка напряжения аккумуляторной батареи при толчковых токах
Значениянапряжения на выводах аккумуляторной батареи (при отключенном подзарядномагрегате) при разряде в течение не более 5 с с наибольшим током (но не более2,5 тока одночасового режима разряда) без участия концевых элементов должнысопоставляться с результатами предыдущих измерений и не могут снижаться болеечем на 0,4 В на каждый элемент от напряжения в момент, предшествующий толчку.Для приемников постоянного тока должны обеспечиваться необходимые уровнинапряжения.
Испытанияпроводятся 1 раз в год.
27.3. П, К, Т.Проверка плотности электролита
Плотностьэлектролита (г/см^3) полностью заряженного аккумулятора в каждомэлементе в конце заряда и в режиме постоянного подзаряда, приведенная ктемпературе 20 °С, должна соответствовать следующим значениям с допустимымотклонением ±0,005 г/см^3:
- дляаккумуляторов типа С(СК) - 1,205;
- дляаккумуляторов типа СП(СПК) - 1,24;
- дляаккумуляторов типа СН - 1,24.

Температураэлектролита при зарядке не должна превышать 40 °С, а для аккумуляторов типа СН- 45 °С.
Плотностьэлектролита в конце разряда у исправных аккумуляторов С(СК) должна быть неменее 1,145 г/см^3.
Проверкапроводится 1 раз в месяц.
27.4. П, К, Т.Измерение напряжения каждого элемента батареи
Напряжениеотстающих элементов в конце контрольного разряда не должно отличаться более чемна 1-1,5 % от среднего напряжения остальных элементов, а количество отстающихэлементов не должно превышать 5 % их общего числа.
Напряжение вконце разряда должно составлять, В:
дляаккумуляторов типа С(СК):
- при3-10-часовом режиме разряда - не ниже 1,8;
- при0,5-1-2-часовом режиме разряда - не ниже 1,75.

дляаккумуляторов типа СН(СНК) с панцирными пластинами:
- при 1-часовомрежиме разряда - не ниже 1,7;
- при2-6-часовом режиме разряда - до 1,75;
- при 7-10-часовомрежиме разряда - до 1,8.

Напряжениекаждого элемента батареи, работающей в режиме контрольного подзаряда, должносоставлять 2,2±0,05 В.
Величинанапряжения в конце контрольного разряда должна соответствовать даннымзавода-изготовителя.
27.5. П, К, Т, М.Химический анализ электролита
Серная кислота,предназначенная для приготовления электролита, должна отвечать требованиям ГОСТ667-73 для высшего сорта.
Требования к сернойкислоте и электролиту приведены в табл. 27.1.
При текущемремонте (Т) и между ремонтами (М) допускается контроль только по пп. 4 и 8табл. 27.1.
27.6. П, К, Т.Измерение сопротивления изоляции батареи
Измерениесопротивления изоляции ошиновки и токоведущих частей батареи перед заливкойэлектролита производится мегаомметром на напряжение 1000 В. После заливкиэлектролита и в ходе эксплуатации батареи измерение производится штатнымустройством контроля изоляции.
Сопротивлениеизоляции новой батареи на напряжение до 110 В должно быть не менее 60 кОм,батареи на напряжение 220 В - не менее 150 кОм.
Сопротивлениеизоляции батареи в эксплуатации должно быть не менее указанного:

Напряжение батареи, В	24	48	60	110	220
Сопротивление изоляции, кОм	15	25	30	50	100

Таблица 27.1
Нормы нахарактеристики серной кислоты и электролита для аккумуляторных батарей

Показатель	Нормы	дляНормы для электролита

	серной кислоты высшего сорта	Разведенная свежая кислота для заливки аккумуляторы	Предельно допустимые концентрации компонентов в вэлектролите из работающего аккумулятора
1. Внешний вид	Прозрачная	Прозрачная	Прозрачная
2. Интенсивность окраски (определяется колориметрическим способом), мл	0,6	0,6	1
3. Плотность при температуре 20 °С, г/см^3	1,83÷1,84	1,18±0,005	1,2÷1,21
4. Содержание железа, %, не более	0,005	0,006	0,008
5. Содержание нелетучего остатка после прокаливания, %, не более	0,02	0,03	-
6. Содержание окислов азота, %, не более	0,00003	0,00005	-
7. Содержание мышьяка, %, не более	0,00005	0,00005	-
8. Содержание хлористых соединений, %, не более	0,0002	0,0003	0,0005
9. Содержание марганца, %, не более	0,00005	0,00005	-
10. Содержание меди, %, не более	0,0005	0,0005	-
11. Содержание веществ, восстанавливающих марганцевокислый калий, мл 0,01 Н раствора $KmnO_4$, не более	4,5	-	-
12. Содержание суммы тяжелых металлов в пересчете на свинец, %, не более	0,01	-	-

Примечание.Дистиллированная вода или паровой конденсат, применяемые для приготовленияэлектролита и доливок аккумуляторов, должны соответствовать требованиям ГОСТ 6709-72.

27.7.М. Измерение высоты осадка (шлама) в элементах

Между осадком инижним краем положительных пластин должно быть свободное пространство не менее10 мм.

28. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

28.1. П. Проверкавыполнения элементов заземляющего устройства

Проверкаконструктивного выполнения заземляющего устройства на ОРУ электростанций иподстанций производится после монтажа до засыпки грунта и присоединенияестественных заземлителей и заземляемых элементов (оборудования, конструкций,сооружений).

Проверказаземляющих устройств на ВЛ производится у всех опор в населенной местности и,кроме того, не менее чем у 2 % опор от общего числа опор с заземлителями.

Сечения ипроводимости элементов заземляющего устройства должны соответствовать Правиламустройства электроустановок.

28.2. П, К, М.Проверка соединений заземлителей с заземляемыми элементами, а такжеестественных заземлителей с заземляющим устройством

Проверкапроизводится путем простукивания мест соединений молотком и осмотра длявыявления обрывов и других дефектов. Производится измерение переходныхсопротивлений (при исправном состоянии контактного соединения сопротивление непревышает 0,05 Ом).

Проверкасостояния цепей и контактных соединений между заземлителями и заземляемымиэлементами, а также соединений естественных заземлителей с заземляющимустройством производится после каждого ремонта и реконструкции заземляющихустройств, но не реже 1 раза в 12 лет.

28.3. М. Проверкакоррозионного состояния элементов заземляющего устройства, находящихся в земле

На ОРУэлектростанций и подстанций проверка производится вблизи нейтралей силовыхтрансформаторов, мест заземления короткозамыкателей, разрядников иограничителей перенапряжений, а также выборочно у стоек конструкций и в местах,где заземлители наиболее подвержены коррозии.

В закрытыхраспределительных устройствах осмотр элементов заземлителей со вскрытием грунтапроизводится по решению технического руководителя энергопредприятия.

На ВЛ выборочнаяпроверка со вскрытием грунта производится не менее чем у 2 % опор от общегочисла опор с заземлителями. Указанную проверку следует производить на ВЛ внаселенной местности, на участках с наиболее агрессивными, оползневыми,выдуваемыми и плохо проводящими грунтами.

Элементзаземлителя должен быть заменен, если разрушено более 50 % его сечения.

Проверкакоррозионного состояния производится не реже 1 раза в 12 лет.

Таблица 28.1

Наибольшиедопустимые сопротивления заземляющих устройств

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства	Сопротивление, Ом
1. Электроустановки напряжением выше 1 кВ, кроме ВЛ[1)]	Электроустановка сети с эффективно заземленной нейтралью	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями	0,5
	Электроустановка сети с изолированной нейтралью при использовании заземляющего	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями	250/I[2)], но не более 10

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства	Сопротивление, Ом
	устройства только для установки выше 1 кВ		
	Электроустановка сети с изолированной нейтралью при использовании заземляющего устройства для электроустановки до 1 кВ	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями	125/I[2)], при этом должны быть выполнены требования к заземлению установки до 1 кВ
	Подстанция с высшим напряжением 20-35 кВ при установке молниеотвода на трансформаторном портале	Заземлитель подстанции	4, без учета заземлителей, расположенных вне контура заземления ОРУ
	Отдельно стоящий молниеотвод	Обособленный заземлитель	80
2. Электроустановки напряжением до 1 кВ глухозаземленной нейтралью, кроме ВЛ[3)]	Электроустановка с глухозаземленными нейтралями генераторов или трансформаторов или выводами источников однофазного тока	Искусственный заземлитель с подключенными естественными заземлителями или учетом использования заземлителей повторных заземлений нулевого провода ВЛ до 1 кВ при количестве отходящих линий не менее двух при напряжении источника, В:	
		трехфазный / однофазный: 660 / 380	2
		380 / 220	4
		220 / 127	8
		Заземлитель, расположенный в непосредственной близости от нейтрали генератора или трансформатора или вывода источника однофазного тока при напряжении источника, В:	
		трехфазный / однофазный: 660 / 380	15
		380 / 220	30
		220 / 127	60
3. ВЛ напряжением выше 1 кВ[4)]	Опоры, имеющие грозозащитный трос или другие устройства грозозащиты, железобетонные и металлические опоры ВЛ 35 кВ и такие же опоры ВЛ 3-20 кВ в населенной местности, а также заземлители электрооборудования, установленного на опорах ВЛ 110 кВ и выше	Заземлитель опоры при удельном эквивалентном сопротивлении ρ, Ом·м:	
		до 100;	10[5)]
		более 100 до 500;	15[5)]
		более 500 до 1000;	20[5)]
		более 1000 до 5000;	30[5)]
		более 5000	$6 \cdot 10^{-3}\rho$[5)]
	Электрооборудование, установленное на опорах ВЛ 3-35 кВ	Заземлитель опоры	250/I[2)], но не более 10
	Железобетонные и металлические опоры ВЛ 3-20 кВ в ненаселенной местности	Заземлитель опоры при удельном сопротивлении фунта ρ, Ом·м:	
		до 100;	30[5)]
		более 100	$0{,}3\rho$[5)]
	Трубчатые разрядники и защитные промежутки ВЛ 3-220 кВ	Заземлитель разрядника или защитного промежутка при удельном сопротивлении фунта ρ, Ом·м:	
		не выше 1000;	10
		более 1000	15
	Разрядники на подходах ВЛ к подстанциям с вращающимися	Заземлитель разрядника	5

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства		Сопротивление, Ом
	машинами			
4. ВЛ напряжением до 1 кВ[3)]	Опора ВЛ с устройством грозозащиты	Заземлитель опоры для грозозащиты		30
	Опоры с повторными заземлителями нулевого рабочего провода	Общее сопротивление заземления всех повторных заземлений при напряжении источника, В:		
		трехфазный	однофазный	
		660	380	5
		380	220	10
		220	127	20
		Заземлитель каждого из повторных заземлений при напряжении источника, В:		
		трехфазный	однофазный	
		660	380	15
		380	220	30
		220	127	60

[1)] Дляэлектроустановок выше 1 кВ при удельном сопротивлении грунта ρболее 500 Ом·м допускается увеличение сопротивления в 0,002ρ раз,но не более десятикратного.

[2)] I - расчетный ток замыкания на землю, А.

В качестве расчетного тока принимается:

в сетях без компенсацииемкостного тока - ток замыкания на землю;

в сетях с компенсацией емкостного тока:

- для заземляющих устройств, к которым присоединеныдугогасящие реакторы, - ток, равный 125 % номинального тока этих реакторов;
- для заземляющих устройств, к которым не присоединеныдугогасящие реакторы, ток замыкания на землю, проходящий в сети при отключениинаиболее мощного из дугогасящих реакторов или наиболее разветвленного участкасети.

[3)] Для установок иВЛ напряжением до 1 кВ при удельном сопротивлении грунта ρ более100 Ом·м допускается увеличение указанных выше норм в 0,01ρ раз, ноне более десятикратного.

[4)] Сопротивлениезаземлителей опор ВЛ на подходах к подстанциям должно соответствоватьтребованиям Правил устройства электроустановок.

[5)] Для опор высотойболее 40 м на участках ВЛ, защищенных тросами, сопротивление заземлителейдолжно быть в 2 раза меньше приведенных в таблице.

28.4. П, К, М.Измерения сопротивления заземляющих устройств электростанций, подстанций илиний электропередачи

Наибольшиедопустимые значения сопротивления заземляющих устройств приведены в табл. 28.1.

Измерениесопротивления заземляющих устройств электростанций и подстанций производитсяпосле монтажа, переустройства и капитального ремонта, но не реже 1 раза в 12лет для подстанций ВЛ распределительных сетей напряжением 35 кВ и ниже.Измерение производится после присоединения естественных заземлителей.

На воздушныхлиниях электропередачи измерения производятся:

а) принапряжении выше 1 кВ:

- на опорах сразрядниками, разъединителями и другим электрооборудованием - после монтажа,переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 6 лет;
- выборочно у 2% опор от общего числа опор с заземлителями в населенной местности, на участкахВЛ с наиболее агрессивными или плохо проводящими грунтами - после монтажа,переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 12 лет;
- на тросовыхопорах ВЛ 110 кВ и выше при обнаружении на них следов перекрытий или разрушенийизоляторов электрической дугой;

б) принапряжении до 1 кВ:

- на опорах сзаземлителями грозозащиты - после монтажа, переустройства, ремонтов, а также вэксплуатации не реже 1 раза в 6 лет;
- на опорах споворными заземлениями нулевого провода - после монтажа, переустройства,ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 6 лет;
- выборочно у 2% опор от общего количества опор с заземлителями в населенной местности, научастках ВЛ с наиболее агрессивными или плохо проводящими грунтами - послемонтажа, переустройства, ремонтов, а также в эксплуатации не реже 1 раза в 12лет.

28.5. П, К, М.Измерение напряжения прикосновения (в электроустановках, выполненных по нормамна напряжение прикосновения)

Измерениенапряжения прикосновения производится после монтажа, переустройства икапитального ремонта заземляющего устройства, но не реже 1 раза в 6 лет.Измерение производится при присоединенных естественных заземлителях и тросахВЛ.

Напряжениеприкосновения измеряется в контрольных точках, в которых эти величиныопределены расчетом при проектировании. Под длительностью воздействиянапряжения понимается суммарное время действия релейной защиты и собственноговремени отключения выключателя. Допустимые значения напряжения прикосновения наОРУ подстанций 110-1150 кВ приведены ниже:

Длительность воздействия напряжения, с	0,1	0,2	0,5	0,7	0,9	1,0и выше
Напряжение прикосновения, В	500	400	200	130	100	65

28.6. П, К, М.Проверка напряжения на заземляющем устройстве РУ электростанций и подстанцийпри стекании с него тока замыкания на землю

Проверка(расчетная) производится после монтажа, переустройства, но не реже 1 раза в 12лет для электроустановок напряжением выше 1 кВ в сети с эффективно заземленнойнейтралью.

Напряжение назаземляющем устройстве:

- неограничивается для электроустановок, с которых исключен вынос потенциалов запределы зданий и внешних ограждений электроустановки;
- не более 10кВ, если предусмотрены меры по защите изоляции отходящих кабелей связи ителемеханики и по предотвращению выноса потенциалов;
- не более 5 кВво всех остальных случаях.

28.7. П, К, М.Проверка пробивных предохранителей в установках напряжением до 1 кВ

Проверкаисправности производится не реже 1 раза в 6 лет. Пробивные предохранителидолжны быть исправны и соответствовать номинальному напряжениюэлектроустановки.

28.8. П, М.Проверка цепи фаза-нуль (цепи зануления) в электроустановках до 1 кВ с глухимзаземлением нейтрали

Проверкапроизводится одним из следующих способов:

непосредственнымизмерением тока однофазного замыкания на корпус или нулевой провод;

измерениемполного сопротивления петли фаза-нуль с последующим вычислением токаоднофазного замыкания.

Кратность токаоднофазного замыкания на землю по отношению к номинальному току плавкой вставкиили расцепителя автоматического выключателя должна быть не менее значения,указанного в ПУЭ.

В эксплуатациипроверка производится только на ВЛ с периодичностью не реже 1 раза в 6 лет.

Проверка цепифаза-нуль должна также производиться при подключении новых потребителей ивыполнении работ, вызывающих изменение сопротивления цепи.

29. СИЛОВЫЕКАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ[1]

[1] Измерение температуры кабелей,контроль состояния антикоррозионного покрытия трубопроводов кабелей высокогодавления, испытание подпитывающих агрегатов и устройств автоматическогоподогрева концевых муфт производятся в соответствии с заводскими инструкциями.

29.1. П, К, М.Измерение сопротивления изоляции

Измерениепроизводится мегаомметром на напряжение 2500 В. У силовых кабелей на напряжение1 кВ и ниже значение сопротивления изоляции должно быть не ниже 0,5 МОм. Усиловых кабелей на напряжение 2-500 кВ сопротивление изоляции не нормируется.

29.2. П, К, М.Испытание изоляции кабелей повышенным выпрямленным напряжением

29.2.1.Испытательные напряжения, длительность испытаний, токи утечки и их асимметрия

Испытательноенапряжение принимается в соответствии с табл. 29.1.

Разрешаетсятехническому руководителю энергопредприятия в процессе эксплуатации (М) исходяиз местных условий как исключение уменьшать уровень испытательного напряжениядля кабельных линий напряжением 6-10 кВ до $4U_{ном}$.

Для кабелей нанапряжение до 35 кВ с бумажной и пластмассовой изоляцией длительностьприложения полного испытательного напряжения при приемо-сдаточных испытанияхсоставляет 10 мин, а в процессе эксплуатации - 5 мин.

Для кабелей срезиновой изоляцией на напряжение 3-10 кВ длительность приложения полногоиспытательного напряжения 5 мин. Кабели с резиновой изоляцией на напряжение до1 кВ испытаниям повышенным напряжением не подвергаются.

Для кабелей нанапряжение 110-500 кВ длительность приложения полного испытательного напряженияпри приемо-сдаточных испытаниях и в эксплуатации составляет 15 мин.

Допустимые токиутечки в зависимости от испытательного напряжения и допустимые значениякоэффициента асимметрии при измерении тока утечки приведены в табл. 29.2. Абсолютное значение токаутечки не является браковочным показателем. Кабельные линии судовлетворительной изоляцией должны иметь стабильные значения токов утечки. Припроведении испытания ток утечки должен уменьшаться. Если не происходитуменьшения значения тока утечки, а также при его увеличении или нестабильноститока испытание производить до выявления дефекта, но не более чем 15 мин.

При смешаннойпрокладке кабелей в качестве испытательного напряжения для всей кабельной линиипринимать наименьшее из испытательных напряжений по табл. 29.1.

29.2.2. Периодичностьиспытаний в процессе эксплуатации

Кабели нанапряжение 2-35 кВ:

а) 1 раз в год -для кабельных линий в течение первых 2 лет после ввода в эксплуатацию, а вдальнейшем:

- 1 раз в 2 года- для кабельных линий, у которых в течение первых 2 лет не наблюдалосьаварийных пробоев и пробоев при профилактических испытаниях, и 1 раз в год длякабельных линий, на трассах которых производились строительные и ремонтныеработы и на которых систематически происходят аварийные пробои изоляции;
- 1 раз в 3 года- для кабельных линий на закрытых территориях (подстанции, заводы и др.);

- во времякапитальных ремонтов оборудования для кабельных линий, присоединенных кагрегатам, и кабельных перемычек 6-10 кВ между сборными шинами итрансформаторами в ТП и РП;

б) допускаетсяне проводить испытание:

- для кабельныхлиний длиной до 100 м, которые являются выводами из РУ и ТП на воздушные линиии состоят из двух параллельных кабелей;
- для кабельныхлиний со сроком эксплуатации более 15 лет, на которых удельное число отказовиз-за электрического пробоя составляет 30 и более отказов на 100 км в год;
- для кабельныхлиний, подлежащих реконструкции или выводу из работы в ближайшие 5 лет;

в) допускаетсяраспоряжением технического руководителя энергопредприятия устанавливать другиезначения периодичности испытаний и испытательных напряжений:

- для питающихкабельных линий со сроком эксплуатации более 15 лет при числе соединительныхмуфт более 10 на 1 км длины;
- для кабельныхлиний на напряжение 6-10 кВ со сроком эксплуатации более 15 лет, на которыхсмонтированы концевые заделки только типов КВВ и КВБ и соединительные муфтыместного изготовления, при значении испытательного напряжения не менее $4U_{ном}$ и периодичности не реже 1 раза в5 лет;
- для кабельныхлиний на напряжение 20-35 кВ в течение первых 15 лет испытательное напряжениедолжно составлять $5U_{ном}$, а в дальнейшем$4U_{ном}$.

Кабели нанапряжение 110-500 кВ:

- через 3 годапосле ввода в эксплуатацию и в последующем 1 раз в 5 лет.

Кабели нанапряжение 3-10 кВ с резиновой изоляцией:

а) встационарных установках - 1 раз в год;

б) в сезонныхустановках - перед наступлением сезона;

в) послекапитального ремонта агрегата, к которому присоединен кабель.

Таблица 29.1

Испытательноевыпрямленное напряжение, кВ, для силовых кабелей

Категория испытания	Кабели с бумажной изоляцией на напряжение, кВ											
	до 1	2	3	6	10	20	35	110	150	220	330	500
П	6	12	18	36	60	100	175	285	347	510	670	865
К	2,5	10-17	15-25	36	60	100	175	285	347	510	670	865
М	-	10-17	15-25	36	60	100	175	285	347	510	670	865

Категория испытания	Кабели с пластмассовой изоляцией на напряжение, кВ						Кабели с резиновой изоляцией на напряжение, кВ		
	0.66*	1*	3	6	10	110	3	6	10
П	3,5	5,0	15	36	60	285	6	12	20
К	-	2,5	7,5	36	60	285	6	12	20
М	-	-	7,5	36	60	285	6**	12**	20**

* Испытание выпрямленнымнапряжением одножильных кабелей с пластмассовой изоляцией без брони (экранов),проложенных на воздухе, не производится.

** После ремонтов, не связанных сперемонтажом кабеля, изоляция проверяется мегаомметром на напряжение 2500 В, аиспытание повышенным выпрямленным напряжением не производится.

Таблица 29.2

Токи утечки икоэффициенты асимметрии для силовых кабелей

Кабели напряжением, кВ	Испытательное напряжение, кВ	Допустимые значения токов утечки, мА	Допустимые значения коэффициента асимметрии, (I_{max}/I_{min})
6	36	0,2	8
	45	0,3	8
10	50	0,5	8
	60	0,5	8
20	100	1,5	10
35	140	1,8	10
	150	2,0	10
	175	2,5	10
110	285	Не нормируется	Не нормируется
150	347	То же	То же
220	510	»	»
330	670	»	»
500	865	»	»

29.3. П, К.Определение целостности жил кабелей и фазировка кабельных линий

Производится вэксплуатации после окончания монтажа, перемонтажа муфт или отсоединения жилкабеля.

29.4. П.Определение сопротивления жил кабеля

Производится длялиний на напряжение 20 кВ и выше.

Сопротивлениежил кабелей постоянному току, приведенное к удельному значению (на 1 мм^{2}сечения, 1 м длины, при температуре 20 °С), должно быть не более 0,01793 Ом длямедной и 0,0294 Ом для алюминиевой жил. Измеренное сопротивление (приведенное кудельному значению) может отличаться от указанных значений не более чем на 5 %.

29.5. П.Определение электрической рабочей емкости кабелей

Определениепроизводится для линий на напряжение 20 кВ и выше. Измеренная емкость,приведенная к удельному значению (на 1 м длины), должна отличаться от значенийпри заводских испытаниях не более чем на 5 %.

29.6. М. Контрольстепени осушения вертикальных участков

Контроль степениосушения вертикальных участков производится по решению техническогоруководителя энергопредприятия.

Контрольпроизводится для кабелей с пропитанной вязким составом бумажной изоляцией нанапряжение 20-35 кВ путем измерения и сопоставления нагрева металлическихоболочек в разных точках вертикального участка линии. Разность в нагревеотдельных точек при токах, близких к номинальным, не должна быть более 2-3 °С.

29.7. П, К.Измерение токораспределения по одножильным кабелям

Неравномерностьраспределения токов по токопроводящим жилам и оболочкам (экранам) кабелей недолжна быть более 10 %.

29.8. П, М.Проверка антикоррозионных защит

При приемкелиний в эксплуатацию и в процессе эксплуатации проверяется работаантикоррозионных защит для:

- кабелей сметаллической оболочкой, проложенных в грунтах со средней и низкой коррозионнойактивностью (удельное сопротивление грунта выше 20 Ом/м), при среднесуточнойплотности тока утечки в землю выше 0,15 мА/дм^2;
- кабелей сметаллической оболочкой, проложенных в грунтах с высокой коррозионнойактивностью (удельное сопротивление грунта менее 20 Ом/м), при любойсреднесуточной плотности тока в землю;
- кабелей снезащищенной оболочкой и разрушенными броней и защитными покровами;
- стальноготрубопровода кабелей высокого давления независимо от агрессивности грунта ивидов изоляционных покрытий.

При проверкеизмеряются потенциалы и токи в оболочках кабелей и параметры электрозащиты (токи напряжение катодной станции, ток дренажа) в соответствии с Руководящимиуказаниями по электрохимической защите подземных энергетических сооружений откоррозии.

Оценкукоррозионной активности грунтов и естественных вод следует производить всоответствии с требованиями ГОСТ9.602-89.

Сроки проведенияизмерений блуждающих токов в земле (М) определяются техническим руководителемэнергопредприятия, но не реже 1 раза в 3 года.

29.9. П, К, М.Определение характеристик масла и изоляционной жидкости

Определениепроизводится для всех элементов маслонаполненных кабельных линий на напряжение110-500 кВ и для концевых муфт (вводов в трансформаторы и КРУЭ) кабелей спластмассовой изоляцией на напряжение 110 кВ.

Пробы маселмарок С-220, 5-РА, МН-3 и МН-4 и изоляционной жидкости марки ПМС должныудовлетворять требованиям норм табл. 29.3и 29.4.

Испытание пробмасла и изоляционной жидкости производят при вводе в эксплуатацию, через 1 год,затем через 3 года и в последующем 1 раз в 6 лет. Если значения электрическойпрочности и степени дегазации масла МН-4 соответствуют нормам, а значения tg δ, измеренные по методике ГОСТ6581-75, превышают указанные в табл. 29.4, пробу масла дополнительно выдерживают притемпературе 100 °С в течение 2 ч, периодически измеряя tg δ. При уменьшении значения tg δ проба масла выдерживается при температуре 100 °С дополучения установившегося значения, которое принимается за контрольноезначение.

Допускается дляМНКЛ низкого давления производить отбор проб масла из коллектора, а принеудовлетворительных результатах из баков давления.

Таблица 29.3

Нормы напоказатели качества масел марок С-220, МН-3 и МН-4 и изоляционной жидкостимарки ПМС

Показатель качества масла	Для вновь вводимой линии			В эксплуатации		
	С-220, 5РА	МН-3, МН-4	ПМС	С-220, 5РА	МН-3, МН-4	ПМС
Пробивное напряжение в стандартном сосуде, кВ, не менее	45	45	35	42,5	42,5	35
Степень дегазации (растворенный газ), %, не более	0,5	1,0	-	0,5	1,0	-

Примечание. Испытания масел, не указанных втабл. 29.3, производить всоответствии с требованиями изготовителя.

Таблица 29.4

Тангенс угладиэлектрических потерь масла и изоляционной жидкости (при 100 °С), %, не более,для кабелей на напряжение, кВ

Срок работы кабельных линий	110	150-220	330-500
При вводе в работу	0,5/0,8*	0,5/0,8*	0,5/-
В эксплуатации в течение:			
первых 10 лет	3,0	2,0	2,0
более 10 до 20 лет	5,0	3,0	-
свыше 20 лет	5,0	5,0	-

* В числителе указано значение для масел марок С-220 и 5-РА,в знаменателе - для МН-3, МН-4 и ПМС.

29.10. П, К, М. Определение объема нерастворенного газа(пропиточное испытание)

Испытаниепроизводится для маслонаполненных кабельных линий на напряжение 110-500 кВ. Содержаниенерастворенного газа в изоляции должно быть не более 0,1 %. Периодичность - всоответствии с п. 29.9.

29.11. П, К.Проверка заземляющего устройства

Проверказаземляющего устройства производится в соответствии с разделом 28.

На линиях всехнапряжений измеряется сопротивление заземления концевых муфт и заделок, а налиниях на напряжение 110-500 кВ - также металлических конструкций кабельныхколодцев и подпиточных пунктов. В эксплуатации сопротивление заземленияизмеряется при капитальном ремонте заземляющих устройств, а целостностьметаллической связи между заземлителями кабельных линий на напряжение 110 кВ ивыше и нейтралью трансформатора - 1 раз в 3-5 лет.

29.12. П, К, М.Испытание пластмассовой оболочки (шланга) кабелей на напряжение 110 кВ и вышеповышенным выпрямленным напряжением

При испытанияхвыпрямленное напряжение 10 кВ прикладывается между металлической оболочкой(экраном) и землей в течение 1 мин. Испытания проводятся перед вводом вэксплуатацию, через 1 год после ввода в эксплуатацию и затем через каждые 3 года.

29.13. П. Испытаниенапряжением переменного тока частоты 50 Гц

Такое испытаниедопускается для кабельных линий на напряжение 110-500 кВ взамен испытаниявыпрямленным напряжением.

Испытаниепроизводится напряжением (1,00-1,73)$U_{ном}$. Допускается производить испытания путем включения кабельнойлинии на номинальное напряжение $U_{ном}$. Длительностьиспытания - по согласованию потребителя с предприятием-изготовителем.

29.14. М.Испытание на содержание отдельных растворенных газов

Испытаниепроизводится для маслонаполненных кабельных линий на напряжение 110-500 кВ припревышении нормы на общее содержание растворенных или нерастворенных газов (пп.29.9 и 29.10).

Для этой целиприменяется метод хроматографического анализа по газам H_2, CO и CO_2.Если наблюдается устойчивая тенденция роста содержания газа, то линияотключается, и дальнейший режим работы определяется согласованным решениемэнергопредприятия и предприятия-изготовителя.

30. ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

30.1. П, М.Измерения на трассе воздушных линий, проходящей в лесных массивах, зонахзеленых насаждений

Производитсяизмерение ширины просеки, высоты деревьев и кустарников под проводами,расстояний от элементов воздушных линий (ВЛ) до стволов деревьев и их кроны.

Расстояния иширина просек должны соответствовать Правилам устройства электроустановок(далее - ПУЭ)и Правилам охраны электрических сетей.

На ВЛ снеизолированными проводами измерение ширины просеки производится не реже 1 разав 3 года, измерение высоты деревьев и кустарников под проводами - по мереобходимости.

30.2. Контрольрасположения фундаментов опор, заделки оснований опор в грунте, состояниефундаментов

30.2.1. П. Контрольрасположения элементов опор

Производятсяизмерение (выборочно) заглубления железобетонных опор в грунте, определениерасположения фундаментов металлических опор и железобетонных опор на оттяжках,а также заложения ригелей и расположения анкеров оттяжек.

Измеренныезначения на ВЛ 35-750 кВ не должны превышать допусков, приведенных в табл. 30.1 и в проектах конкретных ВЛ.Измерения выполняются на 2-3 % общего количества установленных опор.

Заглубление вгрунт железобетонных опор ВЛ 0,38-20 кВ должно быть не менее 1,5 м для ВЛ 0,38кВ и 1,7 м для ВЛ 6-20 кВ. Измерение производится на всех сложных опорах и на20 % промежуточных опор.

30.2.2. П, М.Контроль состояния фундаментов

Измеряютсяразмеры сколов и трещин фундаментов и отклонения размещения анкерных болтов, атакже их размеров.

Измеренныезначения не должны превышать приведенные в Типовой инструкции по эксплуатациивоздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ (далее - ТИ ВЛ35-800 кВ) и проектах ВЛ. Уменьшение диаметра анкерных болтов, зазоры междупятой опоры и фундаментом не допускаются. Периодичность измерений - 1 раз в 6лет.

Таблица 30.1

Допуски нарасположение сборных фундаментов и свай опор на ВЛ напряжением 35-750 кВ, мм

Наименование	Свободностоящие опоры	Опоры с оттяжками
Расстояние между осями подножников в плане	±20	±50
Разность вертикальных отметок верха подножников*	20	20
Смещение центра подножника в плане	-	50

* Количество прокладок для компенсации разности отметокдолжно быть не более четырех общей толщиной не более 40 мм; площадь иконфигурация прокладок должны соответствовать конструкции опорных частей опоры.

30.3. П. Контрольположения опор

Измеряетсясмещение опор вдоль и перпендикулярно оси ВЛ, положение траверс на опоре.

Допустимыезначения смещения опор и отклонения траверс приведены в СНиП 3.05.06-85 и табл. 30.2.

30.4. Контрольсостояния опор

30.4.1.П, М. Измерение прогибов металлоконструкций опор

Измерениепрогибов элементов металлических опор и металлических элементов железобетонныхопор производится при обнаружении во время осмотров деформации этих элементов.Предельные значения допусков для стрелы прогиба (кривизны) элементовметаллических опор и металлических деталей железобетонных опор ВЛ напряжением35-750 кВ приведены ниже:

траверса опор	1:300длины траверсы
стойка илиподкос металлической опоры	1:750длины стойки (подкоса), ноне более 20 мм
поясные уголкиметаллических опор в пределахпанели и элементов решетки в любойплоскости	1:750длины элемента

Периодичностьизмерений - по мере необходимости (по результатам осмотра опор).

30.4.2. П, М.Контроль оттяжек опор

Измеряетсятяжение в тросовых оттяжках опор. Измеренное значение тяжения при скоростиветра не более 8 м/с и отклонении положения опор в пределах, приведенных втабл. 30.2, не должно отличатьсяот предусмотренного проектом более чем на 20 %.

Контролируетсяцелостность оттяжек. Уменьшение площади сечения троса оттяжки не должнопревышать 10 %.

Измеренияпроизводятся в соответствии с ТИ ВЛ 35-800 кВ.

30.4.3. М. Контролькоррозионного износа металлических элементов опор

Контролюподлежат металлические опоры и траверсы, металлические элементы железобетонныхи деревянных опор, металлические подножники, анкеры и тросы.

Измеряется на ВЛв зонах V-VII степени загрязненности атмосферы поперечное сечение металлическихэлементов опор, уменьшившееся в результате коррозии.

При сплошной илиязвенной коррозии металлоконструкций допустимое отношение фактического сеченияметаллического элемента (детали) к предусмотренному проектом не должно бытьменее:

- 0,9 - длянесущих элементов,
- 0,8 - дляненесущих элементов,
- 0,7 - длякосынок.

Не допускаетсясквозное коррозионное поражение, щелевая коррозия с появлением трещин иразрушением сварных швов, трещины в сварных швах и околошовной зоне, трещины вметалле.

Периодичностьизмерений - не реже 1 раза в 6 лет.

30.4.4. П, М.Измерение дефектов железобетонных опор и приставок

Производитсяизмерение трещин, прогибов, разрушения бетона железобетонных опор и приставок.

Элементы опорбракуются при значениях прогибов стоек опор, размерах трещин и сквозныхотверстий, не превышающих приведенных в табл. 30.3.

Периодичностьизмерений - не реже 1 раза в 6 лет.

30.4.5. П, М. Контрольдеревянных деталей опор

При приемкеизмеряется выборочно соответствие геометрических размеров деревянных деталейопор расчетным значениям.

Отклонениеразмеров деталей от предусмотренных проектом допускается в пределах:

- по диаметру --1 см
+2см;
- по длине - ±1см на каждый метр длины;
- минусовыйдопуск для траверс не допускается.

Измерениепроизводится на 8-10 % деталей опор.

Между ремонтамиизмеряется степень (глубина, размеры) внешнего и внутреннего загнивания деталейопор.

Периодичностьизмерений, а также места, в которых контролируется и отбраковывается опора,принимаются в соответствии с ТИ ВЛ 35-800 кВ.

Таблица 30.2

Допустимыеотклонения положения опор и их элементов на ВЛ 35-750 кВ

Наименование	Предельные значения для опор железобетонных	металлических	деревянных
1. Отношение отклонения от вертикальной оси вдоль и поперек ВЛ верхнего конца стойки опоры к ее высоте	1:100 - для портальных опор 1:150 - для одностоечных опор	1:200	1:100
2. Смещение опоры перпендикулярно оси ВЛ (выход из створа):			
- для одностоечных опор при длине пролета, м:			
до 200	100 мм	100 мм	100 мм
более 200	200 мм	-	200 мм
от 200 до 300	-	200 мм	-
более 300	-	300 мм	-
- для портальных металлических опор на оттяжках при длине пролета, м:			
до 250	-	200 мм	-
более 250	-	300 мм	-
- для портальных железобетонных опор	200 мм	-	-

Наименование	Предельные значения для опор железобетонных	металлических	деревянных
3. Отклонение конца траверсы от горизонтальной оси (длина траверсы *L*)	1:100 *L* - для одностоечных опор	-	1:50 *L*
4. Отклонение конца траверсы промежуточной опоры вдоль ВЛ; для угловой опоры - относительно биссектрисы угла поворота ВЛ (длина траверсы *L*)	1:100 *L* - для одностоечных опор	100 мм	1:50 *L*
5. Отклонение от проектного расстояния между стойками портальной опоры	100 мм	-	-
Отклонение оси траверсы портальной опоры с оттяжками от горизонтальной оси (длина траверсы *L*):			
до 15 м	1:150 *L*	1:150 *L*	-
более 15 м	1:250 *L*	1:250 *L*	-

Таблица 30.3

Предельныезначения прогибов и размеров дефектов железобетонных стоек опор и приставок

Характер дефекта	Наибольшее значение
1. Центрифугированные стойки опор и приставки на ВЛ 35-750 кВ	
1.1. Искривление стойки одностоечной свободностоящей опоры	10 см
1.2. Ширина раскрытия поперечных трещин по всей поверхности бетона стойки	0,6 мм
1.3. То же на стойках с напряженной арматурой из высокопрочной проволоки	Не допускается
1.4. Ширина раскрытия продольных трещин в бетоне при их количестве в одном сечении более двух на длине 3 м	0,3 мм
1.5. Площадь сквозного отверстия в бетоне стойки	25 $см^2$
2. Вибрированные стойки и приставки опор на ВЛ 0,38-35 кВ	
2.1. Отклонение вершины стойки от вертикального положения с учетом поворота в грунте (при отсутствии ветра и гололеда)	При П - 15 см При М - 50 см
2.2. Измерение расстояния между стойкой и основанием подкоса сложной опоры по сравнению с предусмотренным проектом	15 %
2.3. Ширина раскрытия поперечных трещин на длине 1 м	0,1 мм
2.4. Ширина раскрытия продольных трещин	0,5 мм
2.5 Площадь скола бетона с обнажением продольной арматуры	25 $см^2$

30.5. Контрольпроводов, грозозащитных тросов

30.5.1. П, К, М.Измерение расстояний от проводов и тросов

Производитсяизмерение расстояний от проводов и грозозащитных тросов до поверхности земли,до различных объектов и сооружений в местах сближений и пересечений, междупроводами разных линий при совместной подвеске проводов.

Измеренныерасстояния должны удовлетворять требованиям ПУЭ.

Измеренияпроизводятся после воздействия на ВЛ предельных токовых нагрузок, механическихнагрузок и температуре окружающего воздуха выше расчетных значений, а такжепериодически не реже 1 раза в 6 лет на пересечениях и сближениях.

При капитальномремонте измерения производятся после замены, перемонтажа или перетяжки проводов(их участков).

30.5.2. П, М.Контроль стрел провеса, расстояний до элементов ВЛ

Производитсяизмерение стрел провеса проводов и грозозащитных тросов, расстояний от них доэлементов опор и между проводами.

Фактическаястрела провеса не должна отличаться от предусмотренной проектом более чем на 5% при условии соответствия нормативным значениям расстояний до земли ипересекаемых объектов.

Расстояния повоздуху между проводом и телом опоры, между проводами на транспозиционной опореи на ответвлениях не должны быть меньше чем на 10 % от предусмотренныхпроектом. Разница стрел провеса между проводами разных фаз и между проводамиразличных ВЛ при совместной подвеске не должна превышать 10 % от проектногозначения стрелы провеса.

При определенииразрегулировки проводов расщепленной фазы угол разворота фазы не долженпревышать 10° от положения, предусмотренного проектом ВЛ, или разность стрелпровеса проводов фазы не должна превышать 20 % расстояния между проводами фазына ВЛ 330(220)-500 кВ и 10 % - на ВЛ 750 кВ.

Периодичностьизмерений - не реже 1 раза в 6 лет: на ВЛ 6-20 кВ в 1-2 % пролетов, на ВЛ35-220 кВ в 3-5 %, на ВЛ 330-750 кВ в 1 % пролетов.

30.5.3. М.Контроль сечения проводов и грозозащитных тросов

Измеряетсяплощадь сечения проводов и грозозащитных тросов, изменившаяся вследствие обрываотдельных проволок.

Допустимоеуменьшение площади сечения проводов и грозозащитных тросов принимается всоответствии с ТИ ВЛ 35-800 кВ.

30.5.4. П, К, М.Контроль соединений проводов и грозозащитных тросов

Производится всоответствии с положениями раздела 31.

30.6. Контроль изоляторов и изолирующих подвесок

30.6.1. П, К. Измерениесопротивления изоляторов

Измерениесопротивления фарфоровых подвесных изоляторов производится мегаомметром нанапряжение 2500 В только при положительной температуре окружающего воздуха. Примонтаже изоляторов сопротивление изоляции измеряется непосредственно перед установкойизоляторов.

Сопротивлениекаждого подвесного изолятора должно быть не менее 300 МОм.

Необходимостьиспытания штыревых изоляторов на ВЛ определяется с учетом фактическихпоказателей надежности изоляторов и местных условий эксплуатации.

30.6.2. М. Измерение распределения напряжения по изоляторам

Распределениенапряжения по фарфоровым изоляторам в поддерживающих и натяжных гирляндахпроизводится на ВЛ, находящейся под напряжением, при положительной температуреокружающего воздуха с помощью измерительной штанги или штанги с постояннымискровым промежутком. Усредненные распределения напряжений по подвеснымфарфоровым изоляторам гирлянд ВЛ напряжением 35-500 кВ приведены в табл. 30.4. При проверке изоляторовизмерительной штангой изолятор бракуется, если значение измеренного на немнапряжения менее 50 % указанного в табл. 30.4. При проверке изоляторов штангой с постояннымискровым промежутком изолятор бракуется, если пробой промежутка не происходитпри напряжении, соответствующем дефектному состоянию наименее электрическинагруженного изолятора гирлянды.

Периодичностьизмерений принимается в соответствии с ТИ ВЛ 35-800 кВ.

Приположительных результатах проверки по п. 30.6.4 проверка по п. 30.6.2 может не производиться.

30.6.3. Испытанияразличных изоляторов

Испытанияустановленных на ВЛ стеклянных подвесных изоляторов, изоляторов всех типов дляподвески грозозащитного троса и полимерных изоляторов не производятся; ихконтроль осуществляется внешним осмотром.

30.7. П, М.Контроль линейной арматуры

Контрольлинейной арматуры осуществляется внешним осмотром.

Линейнаяарматура должна браковаться и подлежать замене, если:

- поверхностьарматуры покрыта сплошной коррозией;
- в деталяхарматуры имеются трещины, раковины, оплавы, изгибы;
- формы иразмеры деталей не соответствуют чертежам;
- оси и другиедетали шарнирных сочленений имеют износ более 10 %.

Расстояние междуосью гасителя вибрации и местом выхода провода (троса) из поддерживающего илинатяжного зажима, точки схода с ролика многороликового подвеса или от краязащитной муфты не должно отличаться от проектного значения более чем на ±25 мм.

Расстояния междугруппами дистанционных распорок не должны отличаться от проектного более чем на±10 %.

Расстояния междурогами искровых промежутков на грозозащитных тросах не должны отличаться отпроектного более чем на ±10 %.

30.8. П, К, М.Проверка заземляющего устройства

Проверказаземляющего устройства производится в соответствии с разделом 28.

30.9. П, К, М.Проверка трубчатых разрядников и защитных промежутков

Проверкатрубчатых разрядников и защитных промежутков производится в соответствии сразделом 22.

Таблица 30.4

Усредненныераспределения напряжений по подвесным фарфоровым изоляторам гирлянд ВЛ 35-500кВ

Рабочее напряжение, кВ		Количество изоляторов в гирлянде, шт	Напряжение, кВ, на изоляторе номер (считая от траверсы или конструкции)
линейное	фазное		1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26
500	290	26	12 10 8 7 7 6 6 6 6 6 7 7 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 22
		23	15 14 12 11 11 10 9 9 9 8 9 9 9 10 11 12 13 14 15 17 19 21 23 - -
		22	16 15 14 12 11 11 10 10 9 9 10 10 11 11 12 13 14 15 16 18 20 23 - - -
		20	16 15 14 13 12 12 12 11 11 11 12 12 13 14 15 16 17 19 21 24 - - - - -
330	190	20	11 9 8 8 7 7 7 7 7 7 7 7 8 9 9 И 12 14 16 20 - - - - -
		19	11 9 9 8 8 8 7 7 7 8 8 8 9 10 11 12 14 17 20 - - - - -
		18	11 9 9 8 8 8 8 8 8 8 8 9 10 12 13 15 18 21 - - - - -
		17	12 10 9 9 8 8 8 8 8 9 10 11 12 14 16 18 21 - - - - -
		16	12 10 9 9 9 9 9 9 10 11 13 14 17 19 22 - - - - -
		15	12 10 9 9 9 10 11 12 13 14 15 17 19 22 - - - - -
220	127	14	9 8 7 7 7 6 7 7 8 9 10 11 13 18 - - - - -
		13	10 8 8 8 7 7 7 8 8 10 12 14 20 - - - - -
110	65	8	8 6 5 4,5 6,5 8 10 17 - - - - -
		7	9 6 5 7 8,5 10 18,5 - - - - -
		6	10 8 7 9 11 19 - - - - -
35	20	4	4 3 5 8 - - - - -
		3	6 5 9 - - - - -
		2	10 10 - - - - -

Примечание. Суммынапряжений, измеренных по изоляторам гирлянды, не должна отличаться от фазногонапряжения ВЛ более чем на ±10 % для гирлянд на металлических и железобетонныхопорах и более чем на ±20 % - на деревянных.

31. КОНТАКТНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ ПРОВОДОВ, ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ (ТРОСОВ),СБОРНЫХ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ШИН

31.1. М.Тепловизионный контроль контактных соединений

Производитсятепловизионный контроль контактных соединений (КС) всех исполнений всоответствии с указаниями приложения 3.

31.2. П, К.Контроль спрессованных контактных соединений

Контролируютсягеометрические размеры и состояние КС проводов и грозозащитных тросов (тросов)ВЛ и шин распределительных устройств.

Геометрическиеразмеры (длина и диаметр спрессованной части корпуса зажима) не должныотличаться от требуемых технологическими указаниями по монтажу КС.

Стальнойсердечник спрессованного соединительного зажима не должен быть смещенотносительно симметрического положения более чем на 15 % длины прессуемой частипровода.

На поверхностизажима не должно быть трещин, коррозии, механических повреждений.

При приемке вэксплуатацию выборочно контролируется не менее 3 % установленных зажимовкаждого типоразмера (марки).

31.3. П, К.Контроль контактных соединений, выполненных с применением овальныхсоединительных зажимов

Проверяютсягеометрические размеры и состояние КС проводов и грозозащитных тросов.

Геометрическиеразмеры соединительных зажимов после монтажа не должны отличаться отпредусмотренных технологическими указаниями по монтажу зажимов.

На поверхностизажима не должно быть трещин, коррозии (на стальных соединительных зажимах),механических повреждений.

Число витковскрутки скручиваемых зажимов на сталеалюминиевых, алюминиевых и медных проводахне должно составлять менее 4 и более 4,5, а зажимов типа СОАС-95-3 присоединении проводов марки АЖС 70/39 - менее 5 и более 5,5 витка.

При приемке вэксплуатацию ВЛ контролируется выборочно не менее 2 % установленных зажимовкаждого типоразмера.

31.4. Контрольболтовых контактных соединений

31.4.1. П, К.Контроль затяжки болтов контактных соединений

Проверяетсязатяжка болтов КС, выполненных с применением соединительных плашечных, петлевыхпереходных, соединительных переходных, ответвительных, аппаратных зажимов;проверка производится в соответствии с инструкцией по их монтажу.

31.4.2. М. Измерение переходных сопротивлений

Измеряетсяпереходное сопротивление всех болтовых КС неизолированных проводов ВЛнапряжением 35-750 кВ, шин и токопроводов на номинальный ток 1000 А и более,контактных соединений шин ОРУ 35 кВ и выше.

На ВЛсопротивление участка провода с соединителем не должно более чем в 2 разапревышать сопротивление участка целого провода такой же длины; для соединителейна подстанциях соотношение измеренных сопротивлений не должно быть более 1,2.

Периодичностьконтроля - не реже 1 раза в 6 лет.

Приудовлетворительных результатах тепловизионного контроля контроль и проверки поп. 31.4.2 могут не производиться.

31.5. П, К.Контроль сварных контактных соединений

31.5.1.Контроль контактных соединений, выполненных с применением термитных патронов

КонтролируетсяКС проводов ВЛ и сборных соединительных шин РУ, выполненных с применениемтермитных патронов. В сварном соединении не должно быть:

- пережоговнаружного повива провода или нарушения сварки при перегибе сваренных концовпровода;
- усадочныхраковин в месте сварки глубиной более 1/3 диаметра провода из алюминия, сплавовили меди глубиной более 6 мм - сталеалюминиевого провода сечением 150-600 мм^2.

31.5.2. Контрольконтактных соединений жестких сборных и соединительных шин РУ, выполненныхсваркой

Проверяетсясостояние сварки КС.

В сварномсоединении не должно быть трещин, прожогов, кратеров, непроваров сварного шваболее 10 % его длины при глубине более 15 % толщины свариваемого металла;суммарное значение непроваров, подрезов, газовых пор и вольфрамовых включений вшвах свариваемых алюминиевых шин должно быть не более 15 % толщины свариваемогометалла в каждом рассматриваемом сечении.

32. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ ИСИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ

32.1. Контрольсистем возбуждения

В разделеприводятся объем и нормы испытаний силового оборудования систем тиристорногосамовозбуждения (обобщенное обозначение СТС), систем независимого тиристорноговозбуждения (СТН), систем бесщеточного возбуждения (БСВ), системполупроводникового высокочастотного возбуждения (ВЧ). Указания по проверке иконтролю автоматического регулятора возбуждения (АРВ), устройств защиты,управления, автоматики, диагностики и т.д. приводятся в Правилах техническогообслуживания систем возбуждения, методических указаниях по наладке и заводскихматериалах на каждый тип системы возбуждения.

32.2. Измерениесопротивления изоляции

Нормы навеличины сопротивления изоляции, измеряемого при температуре 10-30 °С,приведены в табл. 32.1.

32.3. Испытанияповышенным напряжением промышленной частоты

Значениеиспытательного напряжения принимается согласно табл. 32.1. Продолжительность приложения испытательногонапряжения - 1 мин.

32.4. П, К.Измерение сопротивления постоянному току обмоток трансформаторов иэлектрических машин в системах возбуждения

Измерениясопротивлений производятся при установившейся температуре, близкой ктемпературе окружающей среды. Измеренное сопротивление для сравнения его сзаводскими данными или данными предыдущих измерений приводится ксоответствующей температуре.

Сопротивлениеобмоток электрических машин (вспомогательный генератор в системе СТН,индукторный генератор в системе ВЧ, обращенный синхронный генератор в системеБСВ) не должно отличаться более чем на 2 % от заводских данных или данныхпредыдущих измерений; обмоток трансформаторов (выпрямительных в системах СТС,СТН, БСВ; последовательных - в отдельных системах СТС) - более чем на 5 %.Сопротивления параллельных ветвей рабочих обмоток индукторных генераторов недолжны отличаться друг от друга более чем на 15 %, сопротивления фазвращающихся подвозбудителей - не более чем на 10 %.

Таблица 32.1

Сопротивлениеизоляции и испытательное напряжение

	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		
Испытуемый объект	категория испытаний	напряжение мегаомметра, В	минимальное значение сопротивления изоляции, МОм	вид испытания	Значение испытательного напряжения	Примечание
1. Тиристорныйпреобразователь (ТП) цепи ротора главного генератора в системах возбуждения СТС, СТН: силовые токоведущие цепи преобразователей, связанные с тиристорами защитные цепи, вторичные обмотки выходных трансформаторов системы управления и т.д.; примыкающие к преобразователям отключенные разъединители (СТС), первичные обмотки трансформаторов собственных нужд (СТС). В системах с водяным охлаждением ТП вода при испытаниях отсутствует	п, к	2500	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения ТП, но не менее 0,8 заводского испытательного напряжения обмотки ротора	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей ТП (первичных обмоток импульсных трансформаторов СУТ, блок-контактов силовых предохранителей, вторичных обмоток трансформаторов делителей тока и т.д.), примыкающих к ТП силовых элементов схемы (вторичных обмоток трансформаторов собственных нужд в СТС, другой стороны разъединителей в СТС ряда модификаций). Тиристоры (аноды, катоды, управляющие электроды) при испытаниях должны быть закорочены, а блоки системы управления тиристорами СУТ выдвинуты из разъемов
2. Тиристорныйпреобразователь в цепи возбуждения возбудителя системы БСВ: силовые	П, К	1000	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения ТП, но не менее 0,8 испытательного напряжения	Относительно корпуса и соединенных с ним вторичных цепей ТП, не связанных с силовыми цепями,

Испытуемый объект	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		
	категория испытаний	напряжение мегаомметра, В	минимальное значение сопротивления изоляции, МОм	вид испытания	Значение испытательного напряжения	Примечание
токоведущие части, тиристоры и связанные с ними цепи (см. п. 1). Тиристорный преобразователь в цепи возбуждения ВГ системы СТН					обмотки возбуждения обращенного генератора или ВГ	см. п. 1. При испытаниях ТП отключен по входу и выходу от силовой схемы; тиристоры (аноды, катоды, управляющие электроды) должны быть закорочены, а блоки СУТ выдвинуты из разъемов
3. Выпрямительная установка в системе ВЧ возбуждения	п, к	1000	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения выпрямительной установки, но не менее 0,8 испытательного напряжения обмотки ротора	Относительно корпуса. При испытаниях выпрямительная установка отключена от источника питания и обмотки ротора, шины питания и шины выхода (А, В, С, +, -) объединены
4. Вспомогательный синхронный генератор ВГ в системах СТН:						
- обмотки статора	П, К	2500	Согласно п. 3.3	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки статора ВГ, но не ниже 0,8 заводского испытательного напряжения обмотки ротора главного генератора	Относительно корпуса и между обмотками (фазами)
- обмотки возбуждения	П, К	1000	Согласно п. 3.3	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки возбуждения ВГ	Относительно корпуса
5. Индукторный генератор в системе ВЧ возбуждения:						
- рабочие обмотки (три фазы) и обмотка последовательного возбуждения	П, К	1000	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмоток, но не ниже 0,8 испытательного напряжения обмотки ротора генератора	Относительно корпуса и соединенных с ним обмоток независимого возбуждения, между обмотками
- обмотки независимого возбуждения	П, К	1,0	5	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмоток	Относительно корпуса и между обмотками независимого возбуждения
6. Подвозбудитель в	П, К	1000	5	П	0,8 заводского	Каждая фаза

	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		
Испытуемый объект	категория испытаний	напряжение мегаомметра, В	минимальное значение сопротивления изоляции, МОм	вид испытания	Значение испытательного напряжения	Примечание
системе ВЧ возбуждения					испытательного напряжения	относительно других, соединенных с корпусом
7. Обращенный генератор совместно с вращающимся преобразователем в системе БСВ:						Относительно корпуса. Возбудитель отсоединен от ротора генератора;
- обмотки якоря совместно с вращающимся преобразователем;	П, К	1000	5,0	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки якоря	вентили, *RC*-цепи или варисторы зашунтированы (соединены +, -, шпильки переменного тока); подняты щетки на измерительных контактных кольцах
- обмотки возбуждения обращенного генератора	П, К	500	5,0	П	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки возбуждения, но не менее 1,2 кВ	Относительно корпуса. Обмотки возбуждения отсоединены от схемы
8. Выпрямительный трансформатор ВТ в системах СТС	П, К	2500	Согласно п. 6.4	П	0,8 заводского испытательного напряжения	Относительно корпуса и между обмотками
Выпрямительные трансформаторы в системах возбуждения ВГ (СТН) и БСВ	п, к	2500-первичная обмотка 1000-вторичная обмотка	То же	П	обмоток трансформатора; вторичные обмотки для БСВ и ВГ - не менее 1,2 кВ	
9. Последовательные трансформаторы в системах СТС	п, к	2500	То же	п	То же 0,8 заводского испытательного напряжения обмоток	То же
10. Токопроводы, связывающие источники питания (ВГ в системе СТН, ВТ и ПТ в системе СТС, индукторный генератор в ВЧ системе) с тиристорными или диодными преобразователями, токопроводы постоянного тока:						
- без присоединенной аппаратуры	п, к	2500	10	п	0,8 заводского испытательного напряжения токопроводов	Относительно «земли» и между фазами
- с присоединенной аппаратурой	п, к	2500	5	п	0,8 заводского испытательного напряжения обмотки ротора	То же
11. Силовые элементы систем						

	Измерение сопротивления изоляции			Испытание повышенным напряжением		
Испытуемый объект	категория испытаний	напряжение мегаомметра, В	минимальное значение сопротивления изоляции, МОм	вид испытания	Значение испытательного напряжения	Примечание
СТС, СТН, ВЧ (источники питания, преобразователи и т.д.) со всей присоединенной аппаратурой вплоть до выключателей ввода возбуждения либо до разъединителей выхода преобразователей (схемы систем возбуждения без резервных возбудителей):						
- системы водяного охлаждения преобразователей и с водяным охлаждением при незаполненной водой системе охлаждения;	безп, к, Т, М	1000	1,0	П	1,0 кВ	Относительно корпуса
- при заполненной водой (с удельным сопротивлением не менее 75 кОм·см) системе охлаждения ТП	п, к, т, м	1000	0,150	П	1,0 кВ	Блоки системы управления тиристорами выдвинуты
12. Силовые цепи возбуждения генератора без обмотки ротора (после выключателя ввода возбуждения или разъединителей постоянного тока, см. п. 11): устройство АГП, разрядник, силовой резистор, шинопроводы и т.д. Цепи, подключенные к измерительным кольцам в системе БСВ (обмотка ротора отключена)	п, к	1000	1,0	П, К	0,8 заводского испытательного напряжения ротора	Относительно земли

Примечание. В таблицеприведено испытательное напряжение промышленной частоты, если специально неоговорено иное.

32.5. П, К.Проверка трансформаторов (выпрямительных, последовательных, собственных нужд,начального возбуждения, измерительных трансформаторов напряжения и тока)

Проверкапроизводится в соответствии с объемом и нормами, изложенными в разделах 6, 7.Для последовательных трансформаторов ПТ при проверках по категории П, кроме того, определяется зависимость между напряжениями на разомкнутых вторичныхобмотках и током статора генератора $U_{2п.т}=f(I_{ст})$.

Характеристика $U_{2п.т}=f(I_{ст})$ определяетсяпри снятии характеристик трехфазного короткого замыкания блока (генератора) до $I_{ст.ном}$. Характеристикиотдельных фаз (при однофазных последовательных трансформаторах) не должныразличаться между собой более чем на 5 %.

32.6. П, К.Определение характеристик вспомогательного синхронного генератора промышленнойчастоты в системах СТН

Вспомогательныйгенератор (ВГ) проверяется в соответствии с положениями раздела 3.

При испытанияххарактеристика короткого замыкания ВГ определяется до $I_{ст.ном}$, ахарактеристика холостого хода до $1{,}3U_{ст.ном}$ с проверкой витковой изоляции в течение 5 мин только приприемочных испытаниях и полной или частичной замене обмоток.

32.7. П, К.Определение характеристик индукторного генератора совместно с выпрямительнойустановкой в системах ВЧ возбуждения при отключенной обмотке последовательноговозбуждения

Характеристикахолостого хода индукторного генератора совместно с выпрямительной установкой(ВУ) ($U_{ст}$, $U_{ву}=f(I_{н.в})$, где $I_{н.в}$ - ток в обмотке независимоговозбуждения), определяемая до значения $U_{в.у}$, соответствующего удвоенному номинальному значениюнапряжения ротора, не должна отличаться от заводской или от ранее определенной характеристикиболее чем на 5 %. Разброс напряжений между последовательно соединеннымивентилями ВУ не должен превышать 10 % среднего значения.

Характеристикакороткого замыкания индукторного генератора совместно с ВУ также не должнаотличаться более чем на 5 % от заводской. При выпрямленном токе,соответствующем номинальному току ротора, разброс токов по параллельным ветвямв плечах ВУ не должен превышать ±20 % среднего значения. Определяется такженагрузочная характеристика при работе на ротор до $I_{рХХ}[I_в=f(I_{в.в})]$, где $I_{в.в}$ - ток возбуждения возбудителя.

32.8. П, К.Определение внешней характеристики вращающегося подвозбудителя в системах ВЧвозбуждения

При измененииинагрузки на подвозбудитель (нагрузкой является автоматический регуляторвозбуждения) изменение напряжения подвозбудителя не должно превышать величины,указанной в заводской документации. Разность напряжений по фазам не должнапревышать 10 %.

32.9. П, К. Т.Проверка элементов обращенного синхронного генератора, вращающегосяпреобразователя в системе БСВ

Измеряютсясопротивления постоянному току переходных контактных соединений вращающегосявыпрямителя: сопротивление токопровода, состоящего из выводов обмоток ипроходных шпилек, соединяющих обмотку якоря с предохранителями (при ихналичии); соединения вентилей с предохранителями; сопротивление самихпредохранителей вращающегося преобразователя. Результаты измерений сравниваютсяс заводскими нормами.

Проверяютсяусилия затяжки вентилей, предохранителей, *RC*-цепей, варисторов и т.д. в соответствии с заводскими нормами.

Измеряютсяобратные токи вентилей вращающегося преобразователя в полной схеме с *RC*-цепями (либо варисторами) при напряжении, равномповторяющемуся для данного класса. Токи не должны превышать допустимыезначения, указанные в заводских инструкциях на системы возбуждения.

32.10. П, К.Определение характеристик обращенного генератора и вращающегося выпрямителя врежимах трехфазного короткого замыкания генератора (блока), проверка точностиизмерения тока ротора

Измеряются токстатора $I_{ст}$, ток возбуждениявозбудителя $I_{в.в}$, напряжениеротора $U_р$, определяется соответствие характеристик возбудителя $U_р=f(I_{в.в})$ заводским. Поизмеренным токам статора и заводской характеристике короткого замыканиягенератора $I_{ст}=f(I_р)$ определяетсяправильность настройки датчиков тока ротора. Отклонение измеренного с помощьюдатчика типа ДТР-П тока ротора (тока выхода БСВ) не должно превышать 10 %расчетного значения тока ротора.

32.11. П, К, Т.Проверка тиристорных преобразователей систем СТС, СТН, БСВ

Измерениесопротивления и испытание повышенным напряжением изоляции производятся всоответствии с табл. 32.1.

Производятсягидравлические испытания повышенным давлением воды тиристорных преобразователей(ТП) с водяной системой охлаждения. Величина давления и время его воздействиядолжны соответствовать нормам заводов-изготовителей на каждый типпреобразователя. Выполняется повторная проверка изоляции ТП после заполнениядистиллятом (см. табл. 32.1).

Проверяетсяотсутствие пробитых тиристоров, поврежденных *RC*-цепей. Проверка выполняется с помощью омметра.

Проверяетсяцелостность параллельных ветвей плавкой вставки каждого силового предохранителяпутем измерения сопротивления постоянному току.

Проверяютсясостояние изоляции системы управления тиристоров, диапазон регулированиявыпрямленного напряжения при воздействии на систему управления тиристоров.

Проверяется ТПпри работе генератора в номинальном режиме с номинальным током ротора. Проверкавыполняется в следующем объеме:

- распределениетоков между параллельными ветвями плеч преобразователей; отклонение значенийтоков в ветвях от среднеарифметического значения тока ветви должно быть неболее 10 %;
- распределениеобратных напряжений между последовательно включенными тиристорами с учетомкоммутационных перенапряжений; отклонение мгновенного значения обратногонапряжения от среднего на тиристоре ветви не должно быть более ±20 %;
- распределениетока между параллельно включенными преобразователями; токи не должны отличатьсяболее чем на ±10 % от среднего расчетного значения тока через преобразователь;
- распределениетока в ветвях одноименных плеч параллельно включенных ТП; отклонение отсреднего расчетного значения тока ветви одноименных плеч не должно быть более±20 %.

32.12. П, К.Проверка выпрямительной диодной установки в системе ВЧ возбуждения при работегенератора в номинальном режиме с номинальным током ротора

Определяется:

- распределениетока между параллельными ветвями плеч; отклонение от среднего не должнопревышать ±20 %;
- распределениеобратных напряжений по последовательно включенным вентилям; отклонение отсреднего не должно превышать 20 %.

32.13. П, К, Т.Проверка коммутационной аппаратуры, силовых резисторов, аппаратуры собственныхнужд систем возбуждения

Проверкапроизводится в соответствии с заводскими инструкциями и разделом 26.

32.14. П, К, М[1].Измерение температуры силовых тиристоров, диодов, предохранителей, шин и другихэлементов преобразователей и шкафов, в которых они расположены

[1]При работах по категориям П, К измерения выполняются после включения системвозбуждения под нагрузку.

Температурыэлементов не должны превышать допустимые по заводским инструкциям.

При проверкерекомендуется применение тепловизоров. Допускается применение пирометров.

Приложение 1

Нормы испытанийгенераторов и синхронных компенсаторов при ремонтах обмоток

А.ИСПЫТАНИЯ, ПРОВОДИМЫЕ ПРИ РЕМОНТАХ ОБМОТОК СТАТОРА

Объем и нормыпооперационных испытаний при ремонтах генераторов и синхронных компенсаторов сполной или частичной сменой обмотки статора приведены в табл. П1.1 и П1.2. В этих таблицах приведены испытательныенапряжения промышленной частоты, если специально не оговорено иное.

По срокуэксплуатации и состоянию изоляции на момент ремонта обмотки генераторовразделены в табл. П1.1 и П1.2 на две категории.

К первой из нихотносятся обмотки с микалентной компаундированной или гильзовой изоляцией,проработавшие 10 лет и менее, а также обмотки с термореактивной изоляцией,проработавшие 20 лет и менее (последние - при удовлетворительном состояниисердечника статора и оставшейся части обмотки).

Ко второйотносятся остальные обмотки.

При ремонтегенератора (компенсатора), остановленного аварийно, испытательное напряжениедля оставшейся части обмотки, а также для сдаточных испытаний устанавливается взависимости от состояния изоляции обмотки и условий работы энергосистемы, но нениже $1{,}2U_{ном}$.

При частичнойзамене обмотки изоляция верхних стержней по технологическим условиямиспытывается не после укладки их в пазы, а по окончании ремонта вместе со всейобмоткой.

При пробоеодного или нескольких стержней во время профилактических испытаний оставшуюсячасть обмотки всех трех фаз необходимо испытывать напряжением промышленнойчастоты, равным $1{,}7U_{ном}$. Допускается неиспытывать неповрежденные фазы (ветви) обмотки, если была исключена возможностьповреждения их изоляции при выемке стержней во время ремонта.

После замены илипри ремонте поврежденного стержня (секции, катушки) необходимо вновь испытатьвсе фазы таким же напряжением, как и применяемым при эксплуатационныхиспытаниях. По окончании ремонта после ввода ротора каждая фаза обмоткииспытывается номинальным напряжением.

Стержни(секции), вынимавшиеся из пазов во время ремонта, испытываются, так же как иотремонтированные, в зависимости от срока службы по нормам табл. П1.1 и П1.2.

Таблица П1.1

Объем и нормы испытаний изоляции обмотки статора при ремонтахгенераторов и синхронных компенсаторов

(кроме турбогенераторов серий ТВВ, ТЗВ, а также ТГВ мощностью 200 МВт и более)

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов с номинальным напряжением, кВ		Характер и объем ремонта
	до 6,6 включительно	10,5 и выше	
1. Стержни (секции) до укладки в пазы - пазовая изоляция	$3U_{ном}$	$3U_{ном}$	Полная замена обмотки статора обеих категорий
2. Лобовые части стержней (секции) до укладки обмотки	$1{,}6U_{ном}$	$1{,}5U_{ном}$	То же
3. Сопротивление изоляции термометров сопротивления до и после укладки в пазы	Для генераторов с косвенным охлаждением обмотки статора - мегаомметром на 250 В, если в инструкции завода-изготовителя не указано иначе. Для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора - мегаомметром на 500 В. Сопротивление изоляции - не ниже 1 МОм.		Полная или частичная замена обмотки статора обеих категорий
4. Изоляция кронштейнов	$1{,}2U_{ном}$	$1{,}2U_{ном}$	Полная замена обмотки статора обеих категорий
5. Изоляция бандажных колец лобовых частей обмотки	$1{,}8U_{ном}$	$1{,}5U_{ном}$	То же

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объем ремонта
	до 6,6 включительно	10,5 и выше	
6. Соединительные и выводные шины до установки на место	$2,4U_{ном}$	$2,4U_{ном}$	»
7. Стержни (секции) после укладки в пазы:			
а) нижние	$2,8U_{ном}$	$2,7U_{ном}$	»
б) верхние (отдельно от нижних или вместе с ними)	$2,6U_{ном}$	$2,5U_{ном}$	»
8. Обмотки статора с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	$1,28 \cdot 2,5U_{ном}$	$1,28(2U_{ном}+3)$	Полная замена обмотки статора обеих категорий
9. Обмотка статора (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам) после ее ремонта для генератора мощностью, кВт:			
а) до 1000	$2U_{ном}+1,0$, но не менее 1,5 кВ	-	То же
б) от 1000 и выше на номинальное напряжение, кВ:			
до 3,3 включительно	$2U_{ном}+1,0$	-	»
свыше 3,3 до 6,6 включительно	$2,5U_{ном}$	-	»
свыше 6,6	-	$2U_{ном}+3,0$	»
10. Обмотка после удаления поврежденных стержней (секций)	$2U_{ном}$	$2U_{ном}$	Частичная замена обмотки первой категории
11. Запасные и отремонтированные стержни (секции) до укладки в пазы - пазовая изоляция	$2,7U_{ном}$	$2,7U_{ном}$	То же
12. Лобовые части стержней до укладки обмотки	$1,3U_{ном}$	$1,3U_{ном}$	»
13. Запасные и отремонтированные стержни (секции) после укладки в пазы до соединения со старой обмоткой (нижние стержни)	$2,4U_{ном}$	$2,4U_{ном}$	»
14. Собранная обмотка с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	$2,72U_{ном}$ но не выше, чем было при вводе генератора в эксплуатацию	$2,72U_{ном}$	Частичная замена обмотки первой категории
15. Собранная обмотка статора после ремонта (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам)	$1,7U_{ном}$	$1,7U_{ном}$	То же
16. Обмотки после удаления поврежденных стержней (секций)	$1,7U_{ном}$	$1,7U_{ном}$	Частичная замена обмотки второй категории
17. Запасные и отремонтированные стержни (секции) до укладки в пазы - пазовая изоляция	$2,5U_{ном}$	$2,5U_{ном}$	То же
18. Лобовые части стержней (секций) до укладки обмотки	$1,3U_{ном}$	$1,3U_{ном}$	»
19. Запасные и отремонтированные стержни (секции) после укладки в пазы до соединения со старой обмоткой (нижние стержни)	$2,2U_{ном}$	$2,2U_{ном}$	»
20. Обмотка статора с косвенным охлаждением (испытание повышенным выпрямленным напряжением каждой фазы в отдельности при остальных заземленных)	$2,4U_{ном}$	$2,4U_{ном}$	»
21. Собранная обмотка статора после ремонта (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим	$1,5U_{ном}$	$1,5U_{ном}$	»

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение для генераторов номинальным напряжением, кВ		Характер и объем ремонта
	до 6,6 включительно	10,5 и выше	
заземленным фазам)			
22. Концевые выводы в собранном виде до установки	$2,4U_{ном}$	$2,4U_{ном}$	»
23. Обмотка статора после полной или частичной переклиновки пазов или перепайки лобовых частей	$1,7U_{ном}$	$1,7U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки первой категории
24. Обмотка статора после полной или частичной переклиновки пазов или перепайки лобовых частей	$1,5U_{ном}$	$1,5U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки второй категории*
25. Обмотка статора после ремонта, не связанного с подъемом стержней или переклиновкой пазов (крепление бандажей, подправка железа, подкраска и т.д.)	$1,3U_{ном}$	$1,3U_{ном}$	Ремонт без замены обмотки первой категории
26. То же	$1,2U_{ном}$	$1,2U_{ном}$	То же, но второй, категории
27. Обмотка статора после устранения мелких неисправностей или осмотра, не требующих снятия щитов или иной разборки (с проникновением к лобовым частям через люки), при которых возможно воздействие на изоляцию обмотки, внутримашинных соединений или выводов	$1,0U_{ном}$	$1,0U_{ном}$	Обмотки обеих категорий

* Если обмотка проработала свыше 10 лет, нопрофилактические испытания ее проводятся напряжением $1,7U_{ном}$, то принимается испытательное напряжение $1,7U_{ном}$.

Примечания:

1. Испытание сердечника статора после удаления подлежащихвыемке стержней и укладки новых стержней и заклиновки пазов при полной иличастичных заменах обмоток обеих категорий производится по п. 3.12.
2. В таблицу не включены нормы гидравлических испытанийэлементов системы охлаждения для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмоткистатора: испытание на проходимость и герметичность стержней до укладки их впазы, такие же испытания соединительных и выводных шин до установки их наместо; испытание на прочность и герметичность концевых выводов до их установки,старых и новых шлангов, сливных и напорных коллекторов после их установки,испытание обмотки или вновь уложенной ее части на проходимость после пайки, нодо присоединения шлангов, испытание всей обмотки на герметичность послеприсоединения шлангов, но до изолировки паяных соединений. Эти испытанияпроизводятся по нормам завода-изготовителя генератора.

Таблица П1.2

Объем и нормыпооперационных испытаний при ремонте обмотки статора турбогенераторов серийТВВ, ТЗВ, ТГВ (кроме ТГВ-25)

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
Полная замена обмотки статора			
1. Испытание стержней обмотки до укладки их в пазы			
1.1. Испытание на проходимость:			
а) турбогенераторов ТВВ-ТЗВ - водой при избыточном давлении воды на входе в стержень, Мпа	0,1	-	Для ТВВ-200-2 0,08
Расход воды на стержень (или полустержень в стержнях, состоящих из двух половинок), л/с, для турбогенераторов:			
ТВВ-160-2Е	0,21±0,04	-	
ТВВ-165-2	0,278±0,04	-	
ТВВ-200-2 (30 пазов) - на полустержень	0,164±0,02	-	
ТВВ-200-2А, ТВВ-220-2А, ТВВ-220-2Е	0,164±0,025	-	
ТВВ-320-2, ТВВ-350-2	0,184±0,03	-	
ТВВ-320-2Е	0,156±0,023	-	
ТВВ-500-2 (верхний стержень)	0,271±0,04	-	
ТВВ-500-2 (нижний стержень)	0,231±0,03	-	
ТВВ-500-2Е (верхний стержень)	0,28±0,04	-	
ТВВ-500-2Е (нижний стержень)	0,24±0,036	-	
ТВВ-800-2, ТВВ-800-2Е, ТЗВ-800-2, ТВВ-1000-2 (верхний стержень)	0,327±0,06	-	

Пооперационное испытание	Норма испытания значение	продолжительность	Примечание
ТВВ-800-2, ТВВ-800-2Е, ТЗВ-800-2, ТВВ-1000-2 (нижний стержень)	0,283±0,05	-	
ТВВ-1000-4 (верхний стержень)	0,354±0,071	-	
ТВВ-1000-4 (нижний стержень)	0,304±0,061	-	
ТВВ-1200-2 (верхний стержень)	0,164±0,0226	-	
ТВВ-1200-2 (нижний стержень)	0,142±0,0213	-	
б) турбогенераторов ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 - водой при избыточном давлении воды на входе в стержень, МПа	0,05	-	
Контрольный объем (л) и продолжительность истечения (с) для турбогенераторов:			
ТГВ-200М*	8,8	Не более 40 с	
ТГВ-500-2	6,4	То же	
в) турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-300 воздухом по трубкам при давлении воздуха на входе в трубку, мм вод.ст.	1000	-	Испытание проводится для каждой трубки стержня с установкой специальной насадки на выходе из трубки
Давление на выходе из трубки, мм вод.ст., для турбогенераторов:			
ТГВ-200	170-220	-	
ТГВ-300	200-260	-	
1.2. Испытание на прочность и герметичность - водой, МПа, для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ	1,5	10 ч	
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	2	5 ч	Разность давления в начале и конце выдержки должна быть не более I 0,05 МПа по сравнению с заведомо исправным стержнем
1.3. Испытание изоляции пазовой части напряжением, кВ, турбогенераторов:			Здесь и далее - испытание повышенным переменным напряжением
а) ТГВ	$3,0U_{ном}$	1 мин	промышленной частоты, если это не оговорено специально
б) ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	$2,7U_{ном}$	1 мин	
в) ТВВ, ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	62	1 мин	
1.4. Испытание на коронирование при снижении напряжения после испытания	$1,5U_{ном}$	3 мин	Допускается равномерное свечение голубого цвета. Свечение белого и желтого цветов не допускается
1.5. Испытание изоляции лобовой части напряжением	$1,5U_{ном}$	1 мин	
1.6. Испытание изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок) напряжением, кВ (для турбогенератора ТВВ)	1,0	1 мин	
1.7. Испытание изоляции:			
между всеми трубками;	Не более одного замыкания		
между каждым элементарным проводником и всеми трубками.	Замыкания недопустимы		
Проверка производится от источника промышленной частоты для турбогенераторов, кВ:			
ТГВ-200 до № 01585 включительно	0,036		
ТГВ-300 до № 02342 включительно	0,036		
ТГВ-200 с № 01586	0,22		
ТГВ-300 с № 02343	0,22		
2. Испытание изоляции кронштейнов, шинодержателей и бандажных колец до установки напряжением	$1,4U_{ном}$	1 мин	
3. Испытание соединительных и выводных шин до установки			
3.1. Испытание на проходимость:			
а) у турбогенераторов ТВВ - ТЗВ-		-	

Пооперационное испытание	Норма испытания значение	продолжительность	Примечание
продувкой воздухом			
б) для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300:			
- давление воздуха на входе в шину, мм вод.ст.	1000		
- давление на выходе из шины	По табл. П1.3		Испытания проводятся со специальной насадкой на конце шины
- для турбогенераторов ТГВ-200М*, ТГВ--500-2 продувкой воздухом		-	До пайки наконечников проходимость шин проверяется шариком по ГОСТ 3722-81 Диаметр шарика, мм: 15,875 - для ТГВ-200М* 14,288 - для ТГВ-500
3.2. Испытание на прочность и герметичность - водой для турбогенераторов, МПа:			
ТВВ, ТЗВ	1,5	10 ч	
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	3,0	15 мин	
3.3. Испытание изоляции шин напряжением, кВ, для турбогенераторов:			
а) ТГВ	$2,4U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	$2,0U_{ном}$+3	1 мин	
в) ТВВ, ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	$2,0U_{ном}$+1	1 мин	
3.4. Испытание изоляции между полушинами (шин, состоящих из двух половинок) напряжением, кВ, для турбогенераторов ТВВ	1,0	1 мин	
4. Испытание концевых выводов в собранном виде (до установки)			
4.1. Испытание на прочность и герметичность - водой для турбогенераторов, МПа:			
ТВВ, ТЗВ	2,5	1 ч	
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	3,0	7 ч	
Испытание на проходимость для ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 продувкой воздухом при:			
- избыточном давлении на входе, МПа	0,14	-	
- избыточном давлении на выходе, МПа	Не менее 0,07		Производится со специальной насадкой на выходе воздуха
4.2. Испытание на герметичность воздухом для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300, МПа	-0,6	1 ч	
4.3. Испытание изоляции напряжением	$2,4U_{ном}$	1 мин	
5. Испытание шлангов водой на прочность и герметичность:			
- для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, МПа:			
новых	1,5/1,0	30 мин	В числителе - для шлангов диаметром 15 мм, в знаменателе - для шлангов диаметром 21 мм
старых	1,0/0,8	30 мин	
- для турбогенераторов ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 (диаметр 21 мм)	0,8	5 мин	
6. Испытание сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность - водой, МПа, после установки, для турбогенераторов:			-
ТВВ, ТЗВ	2,5	1 ч	
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	2,5	30 мин	
7. Определение характеристик сердечника статора при нагреве методом кольцевого	См. п. 3.12 Норм		

Пооперационное испытание	Норма испытания значение	продолжительность	Примечание
намагничивания до и после укладки обмотки и заклиновки пазов при индукции 1,4 Тл			
8. Измерение сопротивлений постоянному току термопреобразователей сопротивления, Ом:			
-до установки	Приведенное к температуре измерения паспортное значение		
-после заклиновки пазов	То же плюс сопротивление выводных проводов		
9. Испытание нижних стержней обмотки после укладки их в пазы			
9.1. Испытание изоляции стержней от корпуса напряжением, кВ:			
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	$2,5U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением 24 кВ	49,0	1 мин	
в) ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	52,0	1 мин	
9.2. Испытание на коронирование - при снижении напряжения после испытания	$1,15U_{ном}$	5 мин	См. примечание к п. 1.4
9.3. Испытание изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок) турбогенераторов ТВВ напряжением, кВ	1,0	1 мин	
9.4. Испытание на герметичность воздухом с добавлением хладона (фреона) течеискателем для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2, МПа	0,3	-	
9.5. Испытание на проходимость трубок воздухом для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300	Воздух должен свободно проходить через все трубки		
10. Испытание верхних стержней обмотки после укладки их в пазы			
10.1. Испытание изоляции стержней от корпуса (до выполнения заклиновки пазов) напряжением, кВ, для турбогенераторов:			
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	$2,4U_{ном}$	1 мин	При невозможности изолирования верхних стержней от нижних допускается проведение испытания совместно с нижними стержнями
б) ТВВ с номинальным напряжением 24 кВ	49,0	1 мин	Допускается не проводить
в) ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	50,0	1 мин	См. примечание к п. 10.1, а)
10.2. Испытание на коронирование - при снижении напряжения после испытания	$1,15U_{ном}$	5 мин	См. примечание к п. 1.4
10.3. Испытание изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок) напряжением, кВ, турбогенераторов ТВВ	1,0	1 мин	
10.4. Испытание на герметичность воздухом с добавлением хладона (фреона) течеискателем для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2, МПа	0,3	-	
10.5. Испытание на проходимость трубок - воздухом для турбогенераторов ТГВ-200, ТГВ-300	Воздух должен свободно проходить через все трубки		
11. Измерение сопротивления изоляции термосопротивления мегаомметром на напряжение 500 В, МОм	Не менее 1,0	-	
12. Испытание изоляции от корпуса			

Пооперационное испытание	Норма испытания: значение	Норма испытания: продолжительность	Примечание
верхних и нижних стержней совместно после укладки в пазы и заклиновки пазов напряжением, кВ, для турбогенераторов:			
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	$2,2U_{ном}$	1 мин	
б) ТВВ с номинальным напряжением 24 кВ	49,0	1 мин	
13. Проверка на монолитность паяных соединений			
13.1. Ультразвуковым прибором			При пайке каждой пары элементарных проводников в отдельности соединения только осматриваются
Среднее значение монолитности четырех или шести измерений должно быть не менее монолитности эталона, %:			
- при использовании оловянистого припоя	15	-	
- при использовании серебряного припоя	20	-	
При этом ни одно значение измеренной монолитности не должно быть меньше значения монолитности эталона, %:			
- при использовании оловянистого припоя	10		
- при использовании твердого припоя	15		
13.2. Вихретоковым прибором			
Значение монолитности пайки, выполненной оловянистым припоем, должно быть не менее монолитности эталона, %	70		
14. Испытание изоляции между полуветвями обмоток, состоящих из двух полуветвей, после заклиновки пазов до подсоединения соединительных выводных шин и концевых выводов турбогенераторов ТВВ, напряжением, кВ	0,5	1 мин	
15. Измерение сопротивлений постоянному току обмотки в холодном состоянии каждой ветви и фазы обмотки. Расхождение значений сопротивлений не должно быть более, %:			
между фазами	2,0	-	
между ветвями	5,0	-	
16. Испытание обмоток на проходимость водой после пайки всех соединений, но до установки фторопластовых шлангов изолировки головок:	-	Расход воды через каждую цепь должен быть не менее	
- для генераторов ТВВ, ТЗВ определяются расходы при давлении на подаче 0,1 МПа	70	% указанного в п.	
- для генераторов ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 для каждого стержня определяется продолжительность истечения воды при давлении на подаче 0,05 МПа контрольном объеме 6,26 л		1.1 данной таблицы для генераторов мощностью 500 МВт и менее 90 %	
Продолжительность истечения для стержней генераторов:		указанного в п.	
ТГВ-200М*		1.1 для генераторов мощностью 800 МВт и более	Не более 42 с
ТГВ-500-2			Не более 50 с
17. Испытание соединительных шин на проходимость - продувкой воздухом для турбогенераторов ТГВ	-	-	
18. Испытание всей обмотки на прочность и герметичность - водой после пайки всех соединений, но до их изолировки и после присоединения шлангов, МПа, для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ	1,0/0,8	24 ч	В числителе - для шлангов диаметром 15 мм, в

Пооперационное испытание	Норма испытания значение	продолжительность	Примечание
			знаменателе - для шлангов диаметром 21 мм
ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	0,8	10 ч	Изменение давления воды за время выдержки не более 50 кПа
19. Испытание выпрямленным напряжением изоляции полностью собранной обмотки каждой фазы в отдельности при остальных заземленных фазах, кВ, для генераторов:			
ТГВ-200	40	1 мин	См. п. 3.4 Норм
ТГВ-300	50	1 мин	
20. Испытание полностью собранной обмотки			
20.1. Испытание изоляции каждой фазы в отдельности при остальных заземленных напряжением, КВ, для турбогенераторов:			
а) ТГВ, ТВВ с номинальным напряжением до 20 кВ	$2U_{ном}+3$	1 мин	При испытании генераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 по обмотке должен циркулировать дистиллят с удельным сопротивлением не менее 100 кОм·см и расход его должен быть не менее номинального (если в инструкции завода-изготовителя не указано иначе)
б)ТВВ, ТЗВ с номинальным напряжением 24 кВ	49	1 мин	
20.2. Испытание на коронирование - при снижении напряжения после испытания	$1,15U_{ном}$	5 мин	См. примечание к п. 1.4 настоящей таблицы
21. Измерение сопротивления изоляции термопреобразователей сопротивления, заложенных в пазы и установленных в корпусе турбогенератора, мегаомметром на напряжение 500 В, МОм	Не менее 1	1 мин	
22. Испытание изоляции обмотки статора напряжением промышленной частоты после заводки ротора в статор и установки щитов до заполнения статора водородом	$U_{ном}$	1 мин	См. примечание к п. 20. Допускается испытание при заполнении статора инертным газом или водородом с соблюдением условий раздела 3.5 Норм
Частичная замена обмотки статора первой категории (турбогенераторов, проработавших до 10 лет, при термореактивной изоляции - до 20 лет)			
23. Испытание оставшейся части обмотки после удаления поврежденных стержней			
23.1. Испытание изоляции каждой фазы в отдельности при остальных заземленных напряжением	$2U_{ном}$	1 мин	В случае замены только верхних стержней испытание производится напряжением $1,7U_{ном}$. При испытании изоляции турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М* и ТГВ-500-2 по обмотке должен циркулировать дистиллят с удельным сопротивлением 100 кОм·см (если в инструкции завода-изготовителя не указано иначе) и расход его должен быть не менее номинального или шланги должны быть сняты
23.2. Испытание на прочность и герметичность - водой, для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 18		

Пооперационное испытание	Норма испытания значение	продолжительность	Примечание
23.3. Испытание на проходимость стержней для турбогенераторов:			
- ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 водой	По п. 16		Производится в случае, если предполагается ухудшение проходимости стержней в оставшейся части обмотки
- ТГВ-200, ТГВ-300 - воздухом	По пп. 9.5 и 10.5		
24. Измерение сопротивления постоянному току неповрежденных ветвей или фаз оставшейся части обмотки. Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от значения предыдущего измерения более чем на, %	2	-	
25. Определение характеристик сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания после удаления поврежденных стержней и укладки новых стержней и заклиновки пазов статора при индукции 1,4 Тл	Сталь должна удовлетворять требованиям, указанным в п. 3.12 Норм		
26. Испытание новых и демонтированных стержней обмотки генераторов ТВВ, ТЗВ до укладки их в пазы	По п. 1		
27. Испытание новых стержней для генераторов ТГВ до укладки их в пазы	По п. 1		
28. Испытание демонтированных и отремонтированных стержней для генераторов ТГВ до укладки их в пазы			
28.1. Испытание на проходимость	По п. 1.1		
28.2. Испытание изоляции пазовой части напряжением	$2,7U_{ном}$	1 мин	
28.3. Испытание на коронирование - при снижении напряжения после испытания	По п. 1.4		
28.4. Испытание изоляции лобовой части напряжением	$1,3U_{ном}$	1 мин	
29. Испытание новых и отремонтированных соединительных и выводных шин до установки	По п. 3		
30. Испытание новых и отремонтированных концевых выводов до установки	По п. 4		
31. Испытание изоляции кронштейнов и шинодержателей до установки	По п. 2		
32. Испытание новых и повторно используемых шлангов на прочность и герметичность до их установки для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 5		
33. Испытание ремонтируемых сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность водой для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 6		
34. Испытание нижних стержней обмотки после укладки их в пазы напряжением для турбогенераторов:			
ТВВ, ТЗВ	По п. 9		
ТГВ	$2,4U_{ном}$	1 мин	
35. Испытание верхних стержней обмотки после укладки их в пазы до выполнения заклиновки пазов напряжением для турбогенераторов:			При невозможности изолировать верхние стержни от нижних допускается проводить испытания совместно с нижними. Если при этом нижние стержни принадлежат оставшейся части обмотки, то
ТВВ, ТЗВ	По п. 10		

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
			испытательное напряжение верхних стержней не должно превышать испытательного напряжения этой части обмотки
ТГВ	$2,2U_{ном}$	1 мин	
36. Измерение сопротивления постоянному току вновь уложенных термопреобразователей сопротивления	По п. 8		
37. Измерение сопротивления изоляции вновь уложенных в пазы термопреобразователей сопротивления мегаомметром на напряжение 500 В	По п. 11		
38. Проверка на монолитность вновь запаянных соединений	По п. 13		
39. Измерение сопротивления постоянному току обмотки в холодном состоянии каждой ветви и фазы обмотки	По п. 15		
40. Испытание на проходимость вновь уложенной части обмотки после пайки соединений, но до установки водоподводящих шлангов и изолировки головок стержней и соединительных шин для турбогенераторов:			
- ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 - водой	По п. 16		
- ТГВ-200, ТГВ-300 - воздухом	По пп. 9.5 и 10.5		
41. Испытание всей обмотки на прочность и герметичность - водой после пайки всех соединений, но до их изолировки и после присоединения шлангов турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 18		
42. Испытание выпрямленным напряжением изоляции полностью собранной обмотки каждой фазы в отдельности при остальных заземленных фазах, кВ, для генераторов:			
ТГВ-200	40	1 мин	
ТГВ-300	50	1 мин	
43. Испытание изоляции полностью собранной обмотки			В случае замены только верхних стержней испытание производится напряжением $1,5U_{ном}$.
а) каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	$1,7U_{ном}$	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М* по обмотке должен циркулировать дистиллят в соответствии с требованиями п. 20
б) на коронирование - при снижении напряжения после испытания	$1,0U_{ном}$	5 мин	См. примечание к п. 1.4 таблицы
44. Испытание изоляции обмотки статора после заводки ротора в статор и установки щитов до заполнения статора водородом	По п. 22		
45. Испытания после частичной или полной переклиновки пазов статора или перепайки лобовых частей:			
- сердечника статора	По п. 7		
- изоляции обмотки статора	$1,5U_{ном}$	1 мин	Ремонт без замены стержней
- изоляции обмотки статора после заводки ротора в статор и установки щитов	По п. 22		
46. Измерение сопротивления изоляции обмотки статора (мегаомметром на напряжение 2500 В) до и после испытания	См. раздел 3.3 Норм		

Пооперационное испытание	Норма испытания		Примечание
	значение	продолжительность	
изоляции			
47. Испытание изоляции обмотки статора турбогенератора:			Ремонт, не связанный с подъемом стержней, шин, переклиновкой (крепление бандажей, подправка железа, подкраска и т.д.)
ТВВ, ТЗВ	$1,0U_{ном}$	1 мин	
ТГВ	$1,3U_{ном}$	1 мин	
Частичная замена обмотки статора второй категории (турбогенераторов, проработавших свыше 10 лет, при термореактивной изоляции - свыше 20 лет)			
48. Испытание оставшейся части обмотки после удаления поврежденных стержней:			При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 по обмотке должен циркулировать дистиллят в соответствии с требованиями п. 20.
а) изоляция каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	$1,7U_{ном}$	1 мин	
б) на прочность и герметичность - водой, для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 18		
в) на проходимость.	По п. 23.3		См. примечание к п. 23.3
49. Измерение сопротивления постоянному току неповрежденных ветвей или фаз оставшейся части обмотки	По п. 15		
50. Испытание активной стали сердечника статора при нагреве методом кольцевого намагничивания после удаления поврежденных стержней и укладки новых стержней и заклиновки пазов статора	По п. 7		
51. Испытание новых и ремонтируемых выводных шин до установки	По п. 3		
52. Испытание новых и ремонтируемых концевых выводов до установки	По п. 4		
53. Испытание изоляции кронштейнов, шинодержателей и бандажных колец до установки	По п. 2		
54. Испытание шлангов перед установкой на прочность и герметичность	По п. 5		
55. Испытание новых и ремонтируемых сливных и напорных коллекторов на прочность и герметичность водой после установки	По п. 6		
56. Испытание стержней обмотки до укладки в пазы:			
а) на проходимость	По п. 1.1		
б) на прочность и герметичность	По п. 1.2		
в) изоляции пазовой части напряжением, кВ:			
- для генераторов ТВВ и ТГВ номинальным напряжением до 20 кВ	$2,7U_{ном}$	1 мин	
- для генераторов ТВВ и ТЗВ номинальным напряжением 24 кВ	62		
г) на коронирование	По п. 1.4		
д) изоляции лобовых частей	По п. 1.5		
е) изоляции между полустержнями (стержней, состоящих из двух половинок)	По п. 1.6		
ж) изоляции между трубками и трубками - элементарными проводниками	По п. 1.7		
57. Испытание нижних стержней обмотки после укладки в пазы	По п. 9		
58. Испытание верхних стержней обмотки после укладки в пазы	По п. 35		
59. Измерение сопротивления постоянному току вновь уложенных термопреобразователей сопротивления	По п. 8		
60. Измерение сопротивления изоляции	По п. 21		

Пооперационное испытание	Норма испытания значение	продолжительность	Примечание
вновь уложенных термопреобразователей сопротивления мегаомметром на напряжение 500 В			
61. Испытание изоляции от корпуса новых верхних и новых нижних стержней совместно после укладки в пазы и заклиновки	$2,0U_{ном}$	1 мин	
62. Проверка на монолитность паяных соединений	По п. 1.3		
63. Измерение сопротивления постоянному току обмотки статора в холодном состоянии каждой ветви или фазы	По п. 1.5		
64. Испытание на проходимость вновь уложенной части обмотки статора турбогенераторов до изолировки паяных соединений, а для обмотки с водяным охлаждением - кроме того, до присоединения шлангов	По п. 40		
65. Испытание обмотки статора водой на прочность и герметичность для турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2	По п. 18		
66. Испытание изоляции выпрямленным напряжением, кВ, полностью собранной обмотки каждой фазы по отдельности при остальных заземленных фазах для турбогенераторов:			
ТГВ-200	40	1 мин	См. п. 3.4 Норм
ТГВ-300	50	1 мин	
67. Испытание изоляции полностью собранной обмотки статора от корпуса:			
а) каждой фазы в отдельности при остальных заземленных	$1,5U_{ном}$	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 по обмоткам должен циркулировать дистиллят в соответствии с п. 20
б) на коронирование при снижении напряжений после испытания	$1,0U_{ном}$	5 мин	См. примечание к п. 1.4
68. Испытание изоляции обмотки статора после заводки ротора и установки щитов (допускается испытание при заполнении генератора инертным газом или водородом, см. п. 3.5 Норм)	$1,0U_{ном}$	1 мин	При испытании турбогенераторов ТВВ, ТЗВ, ТГВ-200М*, ТГВ-500-2 по обмоткам должен циркулировать дистиллят в соответствии с п. 20

* Нормы для генераторов типаТГВ-200М распространяются также на генераторы типов ТГВ-200-2М, ТГВ-220-2П,АСТГ-200.

Примечание. В таблице приведено испытательноенапряжение промышленной частоты, если специально не оговорено иное.

Таблица П1.3

Данные дляпроверки проходимости шин генераторов ТГВ-200 и ТГВ-300*

ТГВ-200		ТГВ-300	
шина, чертеж №	давление на выходе, не ниже, мм вод.ст.	шина, чертеж №	давление на выходе, не ниже, мм вод.ст.
2Т36	66	5ТХ581594	121
2Т38	112	5ТХ581595	81
2Т33	72	5ТХ581596	63
2Т50	105	5ТХ581597	169
2Т37	64	5ТХ581598	156
2Т35	122	5ТХ581599	92
2Т32	54	5ТХ581600	155
2Т34	52	5ТХ581601	95
2Т39	122	5ТХ581602	66,4
2Т31	87	5ТХ581603	169
1Т26	43,5	5ТХ581604	72,5

ТГВ-200		ТГВ-300	
шина, чертеж №	давление на выходе, не ниже, мм вод.ст.	шина, чертеж №	давление на выходе, не ниже, мм вод.ст.
1Т24	39	5ТХ581605	109

* Давление воздуха на входе в шину 1000 мм вод.ст.

В случаяхприменения обмотки с термореактивной изоляцией, запекаемой после укладки встаторе, испытания проводятся по нормам технологической инструкции на этотпроцесс.

Пооперационныеиспытания при ремонтах обмоток турбогенераторов серии ТВМ проводятся всоответствии с указаниями завода-изготовителя.

Б. ИСПЫТАНИЯ,ПРОВОДИМЫЕ ПРИ РЕМОНТЕ ОБМОТКИ РОТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРА

Объем и нормы пооперационных испытаний приремонтах турбогенераторов с полной или частичной сменой обмотки ротора, а такжепри ремонте в пределах ее лобовых частей приведены в табл. П1.4 - для машин с косвенным воздушным или водороднымохлаждением обмотки возбуждения и в табл. П1.5 - для машин с непосредственным водороднымохлаждением обмотки.

Объем и нормы пооперационных испытаний приремонтах обмоток роторов турбогенераторов с бесщеточной системой возбуждения,непосредственным воздушным и водяным охлаждением обмотки должны соответствоватьуказаниям завода-изготовителя с учетом специфики их конструкции.

При проведении испытаний необходимовыполнять следующие указания:

1. Изоляция обмотки ротора от седелиспытывается во всех случаях снятия бандажей независимо от причин снятия.

Таблица П1.4

Объем и нормыпооперационных испытаний при ремонте обмотки ротора турбогенераторов скосвенным воздушным или водородным охлаждением обмотки возбуждения

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Характер и объем ремонта
1. Незамененная изоляция токоподводов, отсоединенных от катушек и контактных колец	5,0 (7,0)[1]	Полная замена обмотки ротора
2. Незамененная изоляция токоподводов, отсоединенных от катушек, но не отсоединенных от контактных колец (если отсоединение токоподводов связано с повреждением их изоляции или требует снятия контактных колец)[2]	4,0	То же
3. Незамененная изоляция контактных колец при отсоединенных токоподводах	4,0	»
4. Новая изоляция шин и стержней токоподводов до их укладки		
4.1. Новая изоляция шин токоподводов	6,5 (7,5)	»
4.2. Новая изоляция стержней токоподводов перед укладкой их в изоляционный цилиндр	6,5 (7,5)	»
5. Новая изоляция шин и стержней токоподводов после их укладки		
5.1. Новая изоляция шин токоподводов после укладки и клиновки, но до соединения с катушками контактными кольцами	5,0 (7,0)	»
5.2 Новая изоляция стержней токоподводов после укладки в ротор (совместно с токоведущими болтами)	5,0 (7,0)	»
6. Новая изоляция контактных колец до насадки на вал ротора[3]	6,0	»
7. Новая изоляция контактных колец после насадки их на вал до соединения с токоподводами	4,5	»
8. Новая изоляция токоподводов после присоединения к переизолированным контактным кольцам, но до соединения с катушками	4,0	»
9. Новая изоляция межкатушечных соединений (съемных деталей) отдельно от обмотки	5,0	»
10. Изоляция гильз до укладки их в пазы:		Полная замена
миканитовых	10,0	обмотки ротора
стеклотекстолитовых	7,0	То же
11. Изоляция гильз после укладки их в пазы:		
миканитовых	8,0	»
стеклотекстолитовых	6,8	»
12. Изоляция отдельных катушек после укладки в пазы и закрепления временными клиньями, но до соединения с другими катушками	6,5	Полная или частичная замена обмотки ротора
13. Изоляция катушки после укладки в пазы, закрепления временными клиньями и соединения с ранее уложенной катушкой	5,5	Полная замена обмотки ротора
14. Изоляция уложенной обмотки после первой опрессовки	4,5	То же
15. Витковая изоляция обмотки после первой опрессовки	2,5-3,5 В на виток[4]	»

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Характер и объем ремонта
16. Изоляция обмотки после заклиновки постоянными клиньями	3,5	»
17. Изоляция обмотки перед посадкой роторных бандажей	3,0	»
18. Изоляция обмотки после насадки роторных бандажей[5)]	2,5	»
19. Изоляция оставшейся (незамененной) части обмотки ротора после выемки поврежденной катушки	2,0	Частичная замена обмотки ротора
20. Изоляция катушек после их укладки и заклиновки временными клиньями (для турбогенераторов, испытание которых возможно без соединения обмоток новых катушек со старой обмоткой)	По пп. 12-14	То же
21. Изоляция обмотки совместно со старой обмоткой после первой опрессовки	1,75	»
22. Изоляция обмотки после заклиновки постоянными клиньями	1,5	»
23. Изоляция обмотки:		Частичная замена обмотки ротора
а) перед посадкой роторных бандажей	1,25	
		То же
б) после посадки роторных бандажей[5)]	1,0	»
24. Изоляция лобовой части обмотки от седел при заземленной обмотке ротора перед посадкой бандажей	2,5	Частичная замена обмотки ротора
25. Изоляция обмотки от седел при заземленной обмотке ротора - испытание до ремонта	2,5	Ремонт в пределах лобовой части
26. Изоляция обмотки от седел после ремонта при заземленной обмотке	2,0	То же
27. Изоляция обмотки ротора от корпуса после окончания ремонта при снятых бандажах	1,0	»
28. Изоляция обмотки ротора до и после ремонта	Проверка мегаомметром 1000 В	»
29. Изоляция обмотки ротора после насадки роторных бандажей	То же	»
30. Изоляция обмотки ротора после снятия бандажей, удаления расклиновки, фрезеровки шлицев и удаления седел:		Реконструкция вентиляции лобовых частей обмотки
от корпуса	1,25	
витковая	2,5-3,5 В на виток[4)]	

[1)] В скобках -испытательное напряжение для жесткого присоединения токоподводов к нижнемувитку малой катушки.

[2)] При полной заменеизоляции обмотки ротора изоляция токоподводов заменяется только в том случае,если она не выдержала испытаний по пп. 1 и 2.

[3)] Если выступающаячасть изоляции под контактными кольцами менее 15 мм, то при испытании новойизоляции контактных колец до насадки на вал турбогенераторов испытательноенапряжение снижается до 5 кВ.

[4)] В случаяхиспытаний витковой изоляции обмоток роторов импульсным напряжением значение егона выводах не должно превышать величины испытательного напряжения корпуснойизоляции более чем на 10 %.

[5)] По завершениириемонта измеряется сопротивление обмотки постоянному току по п. 3.6 Норм.

Таблица П1.5

Объем и нормыпооперационных испытаний обмотки ротора при ремонте турбогенераторов серии ТВВ,ТВФ, ТГВ (200 и 300 МВт)

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
1. Изоляция перед укладкой новых шин токоподводов турбогенераторов:			Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
ТВВ, ТВФ	$8,6 \geq 15U_{ном}+3,35 \geq 5,6$	1	
ТГВ	10,0	1	
2. Изоляция перед укладкой в изоляционный цилиндр новых стержней токоподводов турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$8,6 \geq 15U_{ном}+3,35 \geq 5,6$	1	То же
ТГВ	8,6	1	»

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
3. Изоляция новых токоведущих винтов перед установкой на ротор турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	8,6≥15$U_{ном}$+3,35≥5,6	1	»
ТГВ	8,6	1	»
4. Изоляция новых шин токоподводов после укладки и заклиновки турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	7,6≥14$U_{ном}$+2,7≥4,8	1	»
ТГВ	9,1	1	»
5. Изоляция новых стержней токоподводов после укладки в ротор совместно с токоведущими винтами, но без токоподводов и контактных колец турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	7,6≥14$U_{ном}$+2,7≥4,8	1	»
ТГВ	6,7	1	»
6. Изоляция новой втулки контактных колец после механической обработки до посадки колец турбогенераторов:			Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
ТВ В, ТВФ	8,6≥15$U_{ном}$+4,7≥5,6	1	
ТГВ	8,6	1	То же
7. Изоляция контактных колец после посадки их на втулку турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	8,6≥15$U_{ном}$+3,35≥5,6	1	»
ТГВ	7,6	1	»
8. Изоляция контактных колец после посадки их на ротор турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	6≥9$U_{ном}$+3,35≥3,6	1	»
ТГВ	6,4	1	»
9. Изоляция новых гильз перед укладкой в пазы:			
а) миканитовых у турбогенераторов ТГВ	10	1	»
б) стеклотекстолитовых у турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	6,8≥12$U_{ном}$+2,8≥4,25	1	»
ТГВ	7	1	»
10. Изоляция новых гильз после укладки в пазы:			
а) миканитовых у турбогенераторов ТГВ	8,5	1	»
б) стеклотекстолитовых у турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	6,5≥11$U_{ном}$+2,5≥4,2	1	»
ТГВ	6,5	1	»
11. Изоляция катушек от корпуса после укладки в пазы и закрепления временными клиньями каждой отдельной катушки, не имеющей нижнего соединения, и каждой пары смежных катушек, имеющих нижнее соединение катушек:			
а) в миканитовых гильзах турбогенераторов ТГВ	6,5	1	Полная замена обмотки, токопроводов и контактных колец
б) в стеклотекстолитовых гильзах турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	5,7≥10$U_{ном}$+2,2≥3,7	1	То же
ТГВ	5,7	1	»
12. Витковая изоляция катушек после первой опрессовки пазовых и	150 В на виток	0,1	»

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
лобовых частей (испытания импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой)			
13. Корпусная изоляция обмотки после первой опрессовки пазовых и лобовых частей:			
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	5,8	1	»
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$5 \geq 10U_{ном}+1,6 \geq 3$	1	»
ТГВ	5,0	1	»
14. Витковая изоляция катушек после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (испытания импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой)	150 В на виток	0,1	»
15. Корпусная изоляция обмотки после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки:			
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	5,0	1	Полная замена обмотки, токоподводов и контактных колец
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$4,5 \geq 10U_{ном}+1,2 \geq 2,6$	1	То же
ТГВ	4,5	1	»
16. Вентиляционные каналы обмотки ротора после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (проверка на проходимость воздухом) для турбогенераторов:			
ТВВ*, ТВФ*	По стандарту (нормали)-АО «Электросила»		
ТГВ (каждый канал обмотки)	Воздух должен свободно-проходить через все каналы обмотки		
17. Корпусная изоляция обмотки перед посадкой бандажей:			
а) с миканитовыми гильзами для турбогенераторов ТГВ	4,4	1	»
б) со стеклотекстолитовыми гильзами для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$4,25 \geq 9U_{ном}+1 \geq 2,3$	1	»
ТГВ	4,25	1	»
18. Вентиляционные каналы лобовой части обмотки ротора после посадки бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16		»
19. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с токоподводами и контактными кольцами после посадки бандажей для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$4,,9 \geq 9U_{ном}+0,7 \geq 2,1$	1	Полная замена обмотки, токопроводов и контактных колец
ТГВ	4,0	1	То же

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
20. Обмотка ротора в холодном состоянии после посадки бандажей (измерение сопротивления постоянному току)	См. примечание 3		»
21. Обмотка ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления переменному току при напряжениях 0,05, 0,1, 0,15 и 0,2 кВ на неподвижном роторе и при номинальной частоте вращения)	См. примечание 3		»
22. Элементы, указанные в пп. 9-21	По пп. 9-21	-	Полная замена обмотки ротора. Токоподводы и контактные кольца не ремонтируются
23. Изоляция контактных колец совместно с токоподводами, отсоединенными от обмотки для турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$5,5 \geq 7U_{ном}+3 \geq 4,0$	1	То же
ТГВ	5,5	1	»
24. Вентиляционные каналы обмотки ротора до снятия бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16	-	Частичный ремонт обмотки
25. Изоляция оставшейся части обмотки после выемки поврежденных катушек совместно с изоляцией токоподводов и контактных колец для турбогенераторов:			
а) от корпуса:			
ТВВ, ТВФ	$3,0 \geq 7U_{ном}+0,5 \geq 1,5$	1	Частичный ремонт обмотки
ТГВ	3,0	1	То же
б) витковая:			
- испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	100 В на виток	0,1	»
- контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	5 В на виток	5	Частичный ремонт обмотки
26. Изоляция гильз:			
- до укладки в пазы	По п. 9		То же
- после укладки в пазы	По п. 10		»
27. Изоляция от корпуса отремонтированных катушек после укладки в пазы и закрепления временными клиньями:			
а) катушек, изоляцию которых можно испытать, не соединяя с оставшейся частью обмотки	По п. 11		»
б) катушек, изоляцию которых можно испытать только после соединения с оставшейся частью обмотки турбогенераторов:			»
ТВВ, ТВФ	$2,5 \geq 5U_{ном}+0,6 \geq 1,4$	1	»
ТГВ	2,5	1	»
28. Изоляция обмотки после первой опрессовки пазовых и лобовых частей турбогенераторов:			
а) от корпуса: ТВВ, ТВФ	$2,25 \geq 4,5U_{ном}+0,6 \geq 1,3$	1	Частичный ремонт обмотки

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
ТГВ	3		То же
б) витковая:	2,25		
- испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	85 В на виток	0,1	»
- контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	5 В на виток	5	»
29. Изоляция обмотки после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки турбогенераторов:			
а) от корпуса:			
ТВВ, ТВФ	$2 \geq 4U_{ном}+0,6 \geq 1,2$	1	»
ТГВ	2,0	1	»
б) витковая:			
- испытание импульсным напряжением высокой частоты с затухающей амплитудой	70 В на виток	0,1	»
- контроль с приложением напряжения промышленной частоты и измерение падения напряжения в катушках, обмотке полюсов и во всей обмотке	5 В на виток	5	»
30. Вентиляционные каналы обмотки ротора после заклиновки пазов постоянными клиньями и установки постоянных клиньев и распорок в лобовых частях обмотки (проверяются на проходимость)	По п. 16		»
31. Корпусная изоляция обмотки роторов перед посадкой бандажей турбогенераторов ТВВ, ТВФ	$1,75 \geq 3U_{ном}+0,6 \geq 1,1$	1	Частичный ремонт обмотки
32. Вентиляционные каналы обмотки ротора после посадки бандажей осматриваются и проверяются на проходимость	По п.16		То же
33. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с токоподводами и контактными кольцами после посадки бандажей турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$1,5 \geq 2,5U_{ном}+0,625 \geq 1,0$	1	»
ТГВ	1,5	1	»
34. Обмотка ротора в холодном состоянии после посадки бандажей (измерение сопротивления постоянному току). Измеренное сопротивление сравнивается со значением предыдущего измерения	Отличие допускается до 2-%		»
35. Обмотка ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления)	По п. 21	-	»
36. Вентиляционные каналы обмотки ротора до снятия бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16	-	»
37. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с изоляцией токоподводов и колец после окончания ремонта до посадки бандажей турбогенераторов:			
ТВВ, ТВФ	$1,5 \geq 1,5U_{ном}+0,975 \geq 1,2$	1	»

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ	Продолжительность испытания, мин	Характер и объем ремонта
ТГВ	1,5	1	»
38. Вентиляционные каналы ротора перед посадкой бандажей (осмотр и проверка на проходимость)	По п. 16	-	Ремонт в пределах лобовых частей обмотки и при переклиновке пазов
39. Вентиляционные каналы роторов после посадки бандажей (проверка на проходимость)	По п. 16	-	То же
40. Корпусная изоляция обмотки ротора совместно с изоляцией токоподводов и контактных колец после посадки бандажей	1	1	»
41. Обмотка ротора в холодном состоянии (измерение сопротивления постоянному току). Измеренное сопротивление сравнивается со значением предыдущего измерения	Отличие допускается до 2%	-	»
42. Обмотка ротора после посадки бандажей (измерение полного сопротивления)	По п. 21	-	»
43. Обмотка ротора (измерение сопротивления изоляции до испытания изоляции повышенным напряжением и после испытания - мегаомметром на напряжение 1000 В)	См. табл. 3.2, п. 5	-	»

* Лобовые части обмотки закрыть резиной.

Примечания:

1. При испытании витковой изоляции обмоток роторовимпульсным напряжением его значение на выводах обмотки ротора не должнопревышать испытательного напряжения изоляции обмотки ротора на корпус.

2. За номинальное напряжение обмотки ротора принимаетсянапряжение на кольцах при номинальном режиме турбогенератора в установившемсятепловом состоянии.

3. Нормы испытаний не указанных в таблицеэлементов, а также отдельных узлов при их раздельном ремонте - по указаниямзавода-изготовителя.

2. При частичномремонте изоляции обмотки ротора европейского типа, когда катушки соединяютсямежду собой перемычкой, изоляция уложенной переизолированной катушки неиспытывается.

3. При частичномремонте обмотки ротора с наборными зубьями, не имеющей пазовых гильз,оставшаяся часть обмотки повышенным напряжением не испытывается.

Состояниеизоляции проверяется мегаомметром на напряжение 1000 В в течение 1 мин.

4. Во всехслучаях снятия бандажей ротора изоляция его обмотки от корпуса испытываетсянапряжением 1 кВ промышленной частоты в течение 1 мин.

Испытаниепроводится при снятых бандажах после очистки ротора.

5.Продолжительность испытания главной изоляции 1 мин, витковой изоляции (табл. П1.4, п. 15) - 5 мин.

В. ИСПЫТАНИЯ,ПРОВОДИМЫЕ ПРИ РЕМОНТАХ ОБМОТКИ РОТОРА ЯВНОПОЛЮСНЫХ МАШИН

Нормыпооперационных испытаний изоляции при ремонтах гидрогенераторов, синхронныхкомпенсаторов и синхронных электродвигателей с полной или частичной сменойобмоток ротора приведены в табл. П1.6.

Приведенныенормы испытания изоляции повышенным напряжением распространяются на роторныеобмотки гидрогенераторов и синхронных компенсаторов с напряжением возбуждениясвыше 0,1 кВ.

Если причастичной замене изоляции при испытаниях по нормам табл. П1.6 наблюдается пробой нескольких катушек (не менее5) и устанавливается общее неудовлетворительное состояние обмотки, а поусловиям работы энергосистемы и наличию запасных частей нельзя выполнить полнуюзамену изоляции обмотки ротора, испытательное напряжение оставшейся частиобмотки, а также испытательное напряжение при вводе в эксплуатациюустанавливаются по согласованию с РАО «ЕЭС России» или заводом, но не ниже 1,5кВ.

При полнойзамене изоляции обмотки старые контактные кольца, токоподводы и щеточныетраверсы могут быть использованы без перерегулировки только в том случае, еслиони выдержали испытание изоляции напряжением, указанным в табл. П1.6 (п. 3). В противном случаеизоляция должна быть заменена.

Изоляцияконтактных колец испытывается по отношению к корпусу и между собой.

Изоляция обмотокотносительно корпуса испытывается повышенным напряжением промышленной частоты втечение 1 мин.

Витковаяизоляция (табл. П1.6, п. 1,б)испытывается приложением напряжения к концам катушки в течение 5 мин притемпературе 120-130 °С и давлении, равном 0,75 развиваемого при опрессовкеизоляции.

Таблица П1.6

Объем и нормыпооперационных испытаний изоляции обмотки ротора явнополюсных машин при ремонте

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение промышленной частоты, кВ, для машин с номинальным напряжением возбуждения, кВ		Характер и объем ремонта
	от 0,1 до 0,25 включительно	свыше 0,25	
1. Изоляция отдельных катушек обмотки ротора после изготовления и установки на полюсы:			Полная замена обмотки ротора
а) от корпуса	4,0	4,5	
б) витковая	3,0 В на виток		
2. Изоляция отдельной катушки после установки на роторе и крепления полюсов, но до соединения катушек между собой и с контактными кольцами:			Полная или частичная замена обмотки ротора
а) от корпуса	3,5	4,0	
б) витковая	2,5 В на виток		
3. Изоляция контактных колец, токоподводов и щеточных траверс до соединения с обмоткой	3,5	4,0	Полная замена обмотки ротора
4. Изоляция катушек от корпуса после соединения между собой и с контактными кольцами	3,0	3,5	То же
5. Изоляция обмотки ротора от корпуса в собранной машине после ремонта	2,5	3,0	»
6. Изоляция оставшейся части обмотки ротора:			Частичная замена обмотки ротора
а) от корпуса	2,5	3,0	
б) витковая	2,0 В на виток		
7. Изоляция обмотки от корпуса после соединения всех катушек между собой и с контактными кольцами	2,25	2,75	То же
8. Обмотка ротора в собранной машине после частичной замены изоляции	2,0	2,5	»

Приложение 2

Нормы испытанийэлектродвигателей переменного тока при ремонтах обмоток

1.Испытания электродвигателей с жесткими катушками или со стержнями при полнойсмене обмоток

1.1. Испытаниестали статора

Электродвигателимощностью 40 кВт и выше испытываются перед укладкой обмотки методами п. 3.12. При этом, еслизаводом-изготовителем не указываются более жесткие требования, то при индукции1 Тл удельные потери в стали не должны превышать 5 Вт/кг, наибольший нагревзубцов не должен быть более 45 °С, а наибольшая разность нагреваразличных зубцов 30 °С.

1.2. Измерениесопротивления изоляции обмоток

Измерение производитсяу электродвигателей на напряжение до 0,66 кВ включительно мегаомметром нанапряжение 1000 В, а на напряжение выше 0,66 кВ - мегаомметром на напряжение2500 В. Допустимые значения сопротивления изоляции обмоток указаны в табл. 5.1-5.3.

1.3. Испытаниеповышенным напряжением промышленной частоты

Испытательноенапряжение при полной смене обмотки статора принимается согласно табл. П2.1.

Продолжительностьприложения испытательного напряжения 1 мин.

1.4. Испытание витковой изоляции обмотки импульснымнапряжением высокой частоты

1.4.1 Испытательные напряжения витковой изоляции после укладкиновой обмотки или новых катушек принимаются по табл. П2.2.Продолжительность испытаний 3-10 с. Испытания проводятся при наличииаппаратуры, предназначенной для таких испытаний.

1.4.2Испытательные напряжения витковой изоляции катушек до укладки их в пазы должныбыть выбраны по стандарту или нормами предприятия, в соответствии с чертежамикоторого изготовлены катушки. Испытательные напряжения витковой изоляциикатушек после их укладки не должны превышать 85 % этого значения.

Допускаетсяснижение испытательного напряжения по сравнению со значением, указанным в табл.П2.2, если это необходимо длявыполнения данного условия.

Таблица П2.1

Испытательное напряжение промышленной частоты при ремонтеобмотки статора электродвигателей (сжесткими катушками или со стержневой обмоткой)

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ, для электродвигателей на номинальное напряжение, кВ							
	до 0,5 включительно	2	3	6	10	до 3 включительно	6	10

	мощностью до 1000 кВт				мощностью свыше 1000 кВт	
1. Отдельная катушка (стержень)[1] перед укладкой[2]	4,5	11	13,5	21,5 31,5	13,5	23,534
2. Обмотки после укладки в пазы до пайки межкатушечных соединений	3,5	9	11,5	18,5 29,0	11,5	20,530
3. Обмотки после пайки и изолировки соединений	3,0	6,5	9,0	15,8 25,0	9,0	18,527
4. Главная изоляция обмотки собранной машины (каждая фаза по отношению к корпусу при двух других заземленных). У электродвигателей, не имеющих выводов каждой фазы отдельно, допускается производить испытание всей обмотки относительно корпуса	[3]	5,0	7,0	13,0 21,0	7,0	15,023

[1] Если стержни иликатушки изолированы микалентной без компаундирования изоляцией, тоиспытательное напряжение, указанное в пп. 1 и 2, может быть снижено на 5 %.

[2] Если катушки илистержни после изготовления были испытаны данным напряжением, то при повторныхиспытаниях перед укладкой допускается снизить испытательное напряжение на 1 кВ.

[3] Испытательноенапряжение в соответствии с ГОСТ183-74 устанавливается равным $2U_{ном}$+1 кВ, но не ниже 1,5 кВ.

Таблица П2.2

Импульсныеиспытательные напряжения обмоток статора после укладки в пазы

Номинальное напряжение обмотки, кВ	Напряжение на выводах катушки (амплитудное значение), кВ	Наибольшее допустимое знамение междувиткового напряжения (амплитудное значение), В
До 0,5	2,0	500
0,5-3,0	3,5	600
3,0-3,3	5,0	800
6,0-6,6	9,0	1400
10,0-11,0	12,0	1900

Примечания:

1. Междувитковое испытательное напряжение определяется какчастное от деления значений, указанных в столбце 2, на число витков в катушке.

2. Если междувитковые напряжения превышаютзначения, указанные в столбце 3, то испытательное напряжение на выводах катушкиснижается до значения, равного произведению допустимого междувитковогонапряжения из столбца 3 на число витков в катушке.

1.4.3 Испытаниявитковой изоляции оставшейся части обмотки при замене нескольких катушекпроизводятся, как правило, лишь для катушек, отгибающихся при подъеме шага и сновауложенных в пазы, выводы которых были распаяны. Испытательные напряжения дляэтого случая выбираются в соответствии с документацией ремонтной организации,но должны составлять не менее 50 % значений, указанных в п. 1.4.1 данного раздела. При наличии испытательнойаппаратуры, позволяющей производить испытания всей оставшейся части обмотки бездополнительной ее распайки, применяются такие же испытательные напряжения, каки для отгибавшихся катушек.

1.5. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измеренноезначение сопротивления обмоток не должно отличаться от нормированного (табл. 3.3) более чем на 3 % дляэлектродвигателей напряжением до 0,5 кВ включительно и более чем на 2 % дляостальных электродвигателей.

1.6. Испытание на нагревание

Электродвигателимощностью 200 кВт и выше напряжением свыше 1000 В испытываются на нагреваниепосле полной смены обмотки статора, а также после реконструкции системы охлаждения.Условия проведения испытания, методы и средства измерения температур - поГОСТу.

По результатамиспытания оценивается соответствие нагревов требованиям ГОСТа и ТУ иустанавливается наибольшая температура обмотки статора, допустимая вэксплуатации.

2. Испытанияэлектродвигателей при полной смене всыпных обмоток

2.1. Измерениесопротивления изоляции обмоток

Измерениепроизводится мегаомметром на напряжение 500 или 1000 В (табл. 5.1).

Допустимыезначения сопротивления изоляции обмоток указаны в табл. 5.2.

2.2. Испытаниеповышенным напряжением промышленной частоты

Испытательноенапряжение при полной смене обмотки статора принимается согласно табл. П2.3.

2.3. Измерениесопротивления обмотки постоянному току

Измеренноезначение сопротивления обмоток не должно отличаться от нормированного (табл. 3.3) более чем на 3 %.

Таблица П2.3

Испытательноенапряжение промышленной частоты при ремонте всыпных обмоток электродвигателей

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ, для электродвигателей мощностью, кВт

	0,2-10,0	более 10 до 1000
1. Обмотки после укладки в пазы до пайки межкатушечных соединений	2,5	3,0
2. Обмотки после пайки и изолировки межкатушечных соединений, если намотка производится по группам или по катушкам	2,3	2,7
3. Обмотки после пропитки и запрессовки обмотанного сердечника	2,2	2,5
4. Главная изоляция обмотки собранного электродвигателя	$2U_{ном}$+1,0, но не ниже 1,5	$2U_{ном}$+1,0, но не ниже 1,5

3. Испытаниеэлектродвигателей с жесткими катушками или со стержнями при частичной сменеобмоток

3.1. Измерениесопротивления изоляции обмоток

Измерениепроизводится у электродвигателей на напряжение до 0,66 кВ включительномегаомметром на напряжение 1000 В, а на напряжение выше 0,66 кВ - мегаомметромна напряжение 2500 В.

Допустимыезначения сопротивления изоляции обмоток указаны в табл. 5.2.

3.2. Испытаниеповышенным напряжением промышленной частоты

Испытательноенапряжение при частичной смене обмотки статора электродвигателей принимаетсясогласно табл. П2.4.

Таблица П2.4

Испытательноенапряжение промышленной частоты обмотки статора электродвигателей при частичнойсмене обмотки статора

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ
1. Оставшаяся часть обмотки	$2U_{ном}$
2. Запасные катушки (секции, стержни) перед закладкой в электродвигатель	$2{,}25U_{ном}$+2,0
3. То же после закладки в пазы перед соединением со старой частью обмотки	$2U_{ном}$+1,0
4. Главная изоляция обмотки полностью собранного электродвигателя	$1{,}7U_{ном}$
5. Витковая изоляция	По табл. П2.2

3.3. Измерениесопротивления обмотки постоянному току

Измеренноезначение сопротивления обмоток не должно отличаться от нормированного (табл. 3.3) более чем на 3 % дляэлектродвигателей напряжением до 0,5 кВ включительно и более чем на 2 % дляостальных электродвигателей.

4. Испытания,проводимые при ремонтах обмотки ротора асинхронных электродвигателей с фазнымротором

Значениеиспытательного напряжения при полной смене обмотки ротора принимается согласнотабл. П2.5.

При частичнойсмене обмотки после соединения, пайки и бандажировки значение испытательногонапряжения принимается равным $1{,}5U_{ном}$, но не ниже 1кВ.

Продолжительностьприложения испытательного напряжения - 1 мин.

Таблица П2.5

Испытательноенапряжение промышленной частоты обмотки ротора электродвигателей при полнойсмене обмотки

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ
1. Стержни обмотки после изготовления, но до закладки в пазы	$2U_{ном}$+3,0
2. Стержни обмотки после закладки в пазы, но до соединения	$2U_{ном}$+2,0
3. Обмотка после соединения, пайки и бандажировки	$2U_{р}$+1,0
4. Контактные кольца до соединения с обмоткой	$2U_{р}$+2,2
5. Оставшаяся часть обмотки после выемки заменяемых катушек (секций, стержней)	$2U_{р}$, но не ниже 1,2
6. Вся обмотка после присоединения новых катушек секций, стержней	$1{,}7U_{р}$, но не ниже 1,0

Примечание. $U_{р}$ -напряжение на кольцах при разомкнутом и неподвижном роторе и номинальномнапряжении на статоре.

Для роторовсинхронных электродвигателей испытания проводятся по нормам для роторовсинхронных явнополюсных генераторов и синхронных компенсаторов.

Приложение 3

Тепловизионныйконтроль электрооборудования и воздушных линий электропередачи

1.Общие положения

1.1 При тепловизионномконтроле электрооборудования и ВЛ следует применять тепловизоры с разрешающейспособностью не хуже 0,1 °С предпочтительно со спектральным диапазоном 8-12μм.

Применениепирометрических приборов допускается при контроле теплового состояния контактныхсоединений ошиновки электроустановок 0,4-35 кВ и щеточных аппаратов вращающихсямашин. При этом должно обращаться внимание на правильность выбора углавизирования пирометрического прибора.

1.2 В приложениипримеряются следующие понятия:

превышение температуры-разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающеговоздуха;

избыточнаятемпература - превышение измеренной температуры контролируемого узла надтемпературой аналогичных узлов других фаз, находящихся в одинаковых условиях;
коэффициентдефектности - отношение измеренного превышения температуры контактногосоединения к превышению температуры, измеренному на целом участке шины(провода), отстоящем от контактного соединения на расстоянии не менее 1 м;
контакт - токоведущая частьаппарата, которая во время операции размыкает и замыкает цепь или в случаескользящих или шарнирных контактов сохраняет непрерывность цепи;
контактноесоединение - токоведущее соединение (болтовое, сварное, выполненное методомобжатия), обеспечивающее непрерывность токовой цепи.
1.3 Оценкатеплового состояния электрооборудования и токоведущих частей в зависимости отусловий их работы и конструкции может осуществляться: по нормированнымтемпературам нагрева (превышениям температуры), избыточной температуре,коэффициенту дефектности, динамике изменения температуры во времени, сизменением нагрузки, путем сравнения измеренных значений температуры в пределахфазы, между фазами, с заведомо исправными участками и т.п., в соответствии суказаниями отдельных пунктов приложения.
1.4 Предельныезначения температуры нагрева и ее превышения приведены в табл. П3.1.
Для контактов иболтовых КС нормативами табл. П3.1следует пользоваться при токах нагрузки (0,6-1,0)$I_{ном}$ после соответствующего пересчета.
Пересчетпревышения измеренного значения температуры к нормированному осуществляетсяисходя из соотношения

$$\frac{\Delta T_{ном}}{\Delta T_{раб}} = \left(\frac{I_{ном}}{I_{раб}} \right)^2,$$

где $\Delta T_{ном}$ -превышение температуры при $I_{ном}$;
$\Delta T_{раб}$- то же при $I_{раб}$.
Тепловизионныйконтроль электрооборудования и токоведущих частей при токах нагрузки 0,3$I_{ном}$ и ниже не способствует выявлениюдефектов на ранней стадии их развития.
1.5 Дляконтактов и болтовых КС при токах нагрузки (0,3-0,6)$I_{ном}$ оценка их состояния проводится по избыточной температуре.В качестве норматива используется значение температуры, пересчитанное на 0,5$I_{ном}$.
Для пересчетаиспользуется соотношение

$$\frac{\Delta T_{0,5}}{\Delta T_{раб}} = \left(\frac{0,5 I_{ном}}{I_{раб}} \right)^2,$$

где $\Delta T_{0,5}$ - избыточная температура притоке нагрузки 0,5$I_{ном}$.
При оценкесостояния контактов и болтовых КС по избыточной температуре и токе нагрузки 0,5$I_{ном}$ различают следующие области постепени неисправности.
Избыточнаятемпература 5-10 °С
Начальнаястепень неисправности, которую следует держать под контролем и принимать мерыпо ее устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику.
Избыточнаятемпература 10-30 °С
Развившийсядефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводеэлектрооборудования из работы.
Избыточная температураболее 30 °С
Аварийныйдефект. Требует немедленного устранения.
1.6 Оценкусостояния сварных и выполненных обжатием КС рекомендуется производить поизбыточной температуре или коэффициенту дефектности.
Таблица П3.1
Допустимыетемпературы нагрева

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение температура нагрева, °С	превышение температуры, °С
1. Токоведущие (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части:		
неизолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами	120	80
изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-93:		
Y	90	50
A	100	60
E	120	80
B	130 -	90
F	155	115
H	180	140
2. Контакты из меди и медных сплавов:	75/80	35/40
- без покрытий, в воздухе / в изоляционном масле		
- с накладными серебряными пластинами, в воздухе / в изоляционном	120/90	80/50

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение температура нагрева, °С	превышение температуры, °С
масле		
- с покрытием серебром или никелем, в воздухе / в изоляционном масле	105/90	65/50
- с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм	120	80
- с покрытием оловом, в воздухе / в изоляционном масле	90/90	50/50
3. Контакты металлокерамические вольфрамо- и молибденосодержащие в изоляционном масле: на основе меди / на основе серебра	85/90	45/50
4. Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей:		
- без покрытия	90	50
- с покрытием оловом, серебром или никелем	105	65
5. Болтовые контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов:		
- без покрытия, в воздухе / в изоляционном масле	90/100	50/60
- с покрытием оловом, в воздухе / в изоляционном масле	105/100	65/60
- с покрытием серебром или никелем, в воздухе / в изоляционном масле;	115/100	75/60
6. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше: соединение из меди, алюминия и их сплавов в воздухе без покрытий / с покрытием оловом		
- разъемным контактным соединением, осуществляемым пружинами;	75/95	35/55
- с разборным соединением (нажатие болтами или винтами), в том числе выводы предохранителя	90/105	50/65
- металлические части, используемые как пружины из меди	75	35
- из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов	105	65
7. Изоляционное масло в верхнем слое коммутационных аппаратов	90	50
8. Встроенные трансформаторы тока:		
- обмотки	-	10
- магнитопроводы	-	15
9. Болтовое соединение токоведущих выводов съемных вводов в масле / в воздухе	-	85/65
10. Соединения устройств РПН силовых трансформаторов из меди, ее сплавов и медесодержащих композиций без покрытия серебром при работе на воздухе / в масле:		
- с нажатием болтами или другими элементами, обеспечивающими жесткость соединения	-	40/25
- с нажатием пружинами и самоочищающиеся в процессе переключения	-	35/20
- с нажатием пружинами и не самоочищающиеся в процессе переключения	-	20/10
11. Токоведущие жилы силовых кабелей в режиме длительном / аварийном при наличии изоляции:		
- из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена	70/80	-
- из вулканизирующегося полиэтилена	90/130	-
- из резины	65/-	-
- из резины повышенной теплостойкости	90/-	-
- с пропитанной бумажной изоляцией при вязкой / обедненной пропитке и номинальном напряжении, кВ:		
1 и 3	80/80	-
6	65/75	-
10	60/-	-
20	55/-	-
35	50/-	-
12. Коллекторы и контактные кольца, незащищенные и защищенные при изоляции классов нагревостойкости:		
A/E/B	-	60/70/80
F/H	-	90/100
13. Подшипники скольжения / качения	80/100	-

Примечание. Данные,приведенные в таблице, применяют в том случае, если для конкретных видовоборудования не установлены другие нормы.

1.7. При оценке теплового состояния токоведущих частей различаютследующие степени неисправности исходя из приведенных значений коэффициентадефектности:

Не более 1,2 Начальнаястепень неисправности, которую следует держать под контролем

1,2-1,5 Развившийсядефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводеэлектрооборудования из работы
Более 1,5 Аварийныйдефект. Требует немедленного устранения
1.8. Принимаетсяследующая периодичность проведения тепловизионного контроля.
Генераторы - всроки, указанные в п. 3.12.
Электрооборудованиераспределительных устройств на напряжение:
35кВ и ниже - 1раз в 3 года;
110-220кВ - 1 разв 2 года;
300-750кВ -ежегодно.
Распределительныеустройства (РУ) всех напряжений при усиленном загрязнении электрооборудования - ежегодно.
ВнеочереднойИК-контроль электрооборудования РУ всех напряжений проводится после стихийныхвоздействий (значительные ветровые нагрузки, КЗ на шинах РУ, землетрясения,сильный гололед и т.п.).
Воздушные линииэлектропередачи - проверка всех видов контактных соединений проводов:
- вновь вводимыев эксплуатацию ВЛ - в первый год ввода их в эксплуатацию;
- ВЛ, находящиесяв эксплуатации 25 лет и более, при отбраковке 5 % контактных соединений -ежегодно, при отбраковке менее 5 % контактных соединений - не реже 1 раза в 3года;
- ВЛ, работающиес предельными токовыми нагрузками, или питающие ответственных потребителей, илиработающие в условиях повышенных загрязнений атмосферы, больших ветровых игололедных нагрузках - ежегодно;
- остальные ВЛ -не реже 1 раза в 6 лет.

2. Синхронныегенераторы

2.1. Тепловизионный(инфракрасный) контроль состояния стали статора

Контроль производитсяв случаях, указанных в п. 3.12 Нормпри проведении испытания стали статора генератора.
Снимаютсятермограммы до подачи напряжения в намагничивающую обмотку, затем в течение 1-2ч через каждые 15 мин при нагревании статора и его остывании. Термограммыснимаются для зубцовой части статора и всей внутренней поверхности расточкистатора при обесточенной намагничивающей обмотке.
По снятымтермограммам определяются температуры перегрева, которые не должны превышатьзначений, указанных в п. 3.12 Норм,выявляются локальные тепловыделения в стали статора и оценивается ихдопустимость.

2.2. П, К, М.Тепловизионный контроль паек лобовых частей обмотки статора

Контрольпроизводится при снятых торцевых щитах генератора в случаях, указанных в п. 3.31 Норм. При установившемся тепловомрежиме снимаются термограммы паек лобовых частей по расточке статора припротекании по обмотке постоянного тока (0,5-0,75)$I_{ном}$.
В процессетепловизионного контроля составляется тепловая карта с температурами наповерхности коробочек паяных контактных соединений.
В качестверепера используется поверхность изолирующей коробочки паяного контактного соединения,стержень которого имеет термопару на меди.

3. Электродвигателипеременного и постоянного тока

Тепловизионныйконтроль теплового состояния производится у электродвигателей ответственныхмеханизмов. При тепловизионном контроле оценивается состояние подшипников потемпературе нагрева (табл. П3.1,п. 13), проходимость вентиляционных каналов и отсутствие витковых замыканий вобмотках - по локальным нагревам на поверхности корпуса электродвигателя.

4. Силовыетрансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы (в дальнейшемтрансформаторы)

Термографическоеобследование трансформаторов напряжением 110 кВ и выше производится при решениивопроса о необходимости их капитального ремонта. Снимаются термограммыповерхностей бака трансформатора в местах расположения отводов обмоток, повысоте бака, периметру трансформатора, верхней его части, в местах болтовогокрепления колокола бака, системы охлаждения и их элементов и т.п.
При обработкетермограмм сравниваются между собой нагревы крайних фаз, нагревы однотипныхтрансформаторов, динамика изменения нагревов во времени и в зависимости отнагрузки, определяются локальные нагревы, места их расположения, сопоставляютсяместа нагрева с расположением элементов магнитопровода, обмоток, а такжеопределяется эффективность работы систем охлаждения.

5. Маслонаполненныетрансформаторы тока

5.1. Внутренняяизоляция обмоток

Измеряютсятемпературы нагрева поверхностей фарфоровых покрышек трансформаторов тока (ТТ),которые не должны иметь локальных нагревов, а значения температуры, измеренныев аналогичных зонах покрышек трех фаз, не должны отличаться между собой болеечем на 0,3 °С.

5.2. Внутренние ивнешние переключающие устройства

Оценка состоянияконтактных соединений внутреннего переключающего устройства ТТ производитсяпутем сравнения температур на поверхности расширителей трех фаз. Предельноепревышение температуры на поверхности расширителя, характеризующее аварийноесостояние контактных соединений переключающего устройства, при номинальном токене должно превышать 60 °С. Температура нагрева контактных соединений внешнегопереключающего устройства не должна превышать значений, указанных в табл. П3.1 (пп. 4 и 5).

5.3. Аппаратныевыводы трансформаторов тока

Нагреваппаратных выводов ТТ не должен превышать значений, приведенных в табл. П3.1 (п. 4).

6. Электромагнитныетрансформаторы напряжения

Измеряютсятемпературы нагрева на поверхности фарфоровых покрышек. Значения температуры,измеренные в одинаковых зонах покрышек трех фаз, не должны отличаться междусобой более чем на 0,3 °С.

7. Выключатели

При контролеконтактов и контактных соединений измеряются температуры нагрева контактов иконтактных соединений (табл. П3.2),соединений камер и модулей между собой и ошиновкой.

8. Разъединителии отделители

8.1. Контактныесоединения

Предельныезначения температуры нагрева КС не должны превышать данных, приведенных в табл.П3.1 (п. 5).

8.2. Контакты

Предельныезначения температуры нагрева контактов не должны превышать данных, приведенныхв табл. П3.1 (п. 2).

8.3. Выводыразъединителей и отделителей

Предельныезначения температуры нагрева выводов из меди, алюминия и их сплавов,предназначенных для соединения с внешними проводниками, не должны превышатьданных, приведенных в табл. П3.1(п. 4).

Таблица П3.2

Объемтепловизионного контроля контактов и контактных соединений выключателей

Вид выключателя	Измеряемый контактный узел	Предельная температура нагрева*	Точка контроля
Маломасляные (6-10 кВ) серий ВМГ-133, ВМП-10 и им подобные	Шина - токоведущий вывод Вывод - гибкая связь Гибкая связь - свеча Шина - нижний контакт бака	пп. 4 и 5	Болтовое КС соответствующего узла
	Дугогасительная камера	(**)	Поверхность корпуса выключателя в зоне размещения дугогасительной камеры
Маломасляные (110 кВ и выше) серий ВМТ, МГ-110 и им подобные	Шина - токоведущий вывод	пп. 4 и 5	Болтовое КС узла
	Токопровод неподвижного контакта к фланцу выключателя		Верхний фланец выключателя
	Роликовый токосъем	(**)	Поверхность фарфоровой покрышки в зоне размещения токосъема и дугогасительной камеры
	Дугогасительная камера	(**)	
Баковые масляные	Шина - токоведущий вывод	пп. 4 и 5	Болтовое КС узла
	Дугогасительная камера	(**)	Поверхность бака выключателя в зоне размещения дугогасительной камеры
Воздушные	Шина - токоведущий вывод	пп. 4 и 5	Болтовое КС соответствующего узла
	Токоведущие соединения модулей ВВ	пп. 4 и 5	
	Дугогасительная камера, отделитель	(**)	Поверхность изоляционной покрышки цилиндра в зоне размещения контактов
Элегазовые	Рабочие и дугогасительные контакты	(**)	То же
Вакуумные	То же	(**)	»

* Указанные пункты относятся к табл. П3.1.

** Оценка состояния осуществляется путемсравнения измеренных значений температур на поверхности баков (покрышек) фазвыключателей. Не должны иметь место локальные нагревы в точках контроля.

9. Закрытые икомплектные распределительные устройства и экранированные токопроводы

9.1. Контакты иконтактные соединения аппаратов и токоведущих частей ячеек КРУ и КРУН

Контрольосуществляется, если позволяет конструкция устройства. Предельные значениятемпературы нагрева контактов и контактных соединений аппаратов и токоведущихчастей приведены в соответствующих разделах приложения.

9.2. Выявлениекороткозамкнутых контуров в экранированных токопроводах

Притепловизионном контроле обращают внимание как на возникновение локальных очаговтепловыделения, так и на температуры нагрева кожухов (экранов) и мест ихподсоединения к трансформаторам, генератору и металлоконструкциям.

Предельноезначение температуры нагрева металлических частей токопроводов, находящихся навысоте и доступных для прикосновения человека, не должно превышать 60 °С.

10. Сборные исоединительные шины

10.1. Контактныесоединения

Предельныезначения температуры нагрева болтовых контактных соединений не должны превышатьданных, приведенных в табл. П3.1(п. 5).

Оценка состояниянагрева сварных контактных соединений, выполненных методом обжатия,производится согласно пп. 1.5 и 1.6 настоящего приложения.

10.2. Изоляторышинных мостов

Тепловизионныйконтроль изоляторов рекомендуется производить при повышенной влажности воздуха.

По высотефарфора изолятора не должно быть локальных нагревов.

11. Токоограничивающиесухие реакторы

Превышениятемпературы нагрева контактных соединений не должно быть более 65 °С.

12. Конденсаторы

12.1. Контактные соединения

Предельныезначения температуры нагрева контактных соединений силовых конденсаторов,отдельно стоящих или соединенных в батарею, не должны превышать данных,приведенных в табл. П3.1 (п. 7).

12.2. Элементы батарей силовых конденсаторов

При контролеизмеряется температура нагрева корпусов элементов конденсаторов. Измеренныезначения температуры конденсаторов одинаковой мощности не должны отличатьсямежду собой более чем в 1,2 раза.

12.3. Оценкасостояния батарей силовых конденсаторов

Оценкатехнического состояния батарей производится по результатам тепловизионногоконтроля по пп. 12.1 и 12.2 при решении вопроса об объеме исроках проведения капитального ремонта.

12.4. Элементыконденсаторов связи и делительных конденсаторов

При выявлениилокальных нагревов в элементах конденсаторов производится внеочередной контрольсостояния их изоляции.

13. Вентильныеразрядники и ограничители перенапряжений

13.1. Элементыразрядника

Признакиисправного состояния вентильного разрядника с шунтирующими резисторами притепловизионном контроле:

- верхниеэлементы в месте расположения шунтирующих резисторов нагреты одинаково во всехфазах;
- распределениетемпературы по элементам фазы разрядника практически одинаково (в пределах0,5-5 °С в зависимости от количества элементов в разряднике), а длямногоэлементных разрядников может наблюдаться плавное снижение температурынагрева шунтирующих резисторов элементов, начиная с верхнего.

13.2. Элементыограничителей перенапряжений

Притепловизионном контроле фиксируются значения температуры по высоте и периметрупокрышки элемента, а также зоны с локальными нагревами.

Оценка состоянияэлементов ограничителей осуществляется путем пофазного сравнения измеренныхтемператур.

14. Маслонаполненныевводы

14.1.Оценка внутреннего состояния ввода

Проверкаотсутствия короткозамкнутого контура в расширителе ввода производится умаслонаполненных герметичных вводов серии ГБМТ-220/2000.

Нагревповерхности корпуса расширителя ввода не должен отличаться от такового у вводовдругих фаз.

Проверкасостояния внутренних контактных соединений ввода производится путем измерениятемператур по высоте ввода у маслобарьерных вводов 110 кВ (заводские чертежи №669, 146 и др.), 220 кВ (заводской чертеж № 200-0-0), выпуска до 1968 г.конденсаторных негерметичных вводов 110 кВ (заводской чертеж № 132-0-0), 220 кВ(заводской чертеж № 133-0-0, 208-0-0Б) и 500 кВ (заводской чертеж № 179-0-0,206-0-0).

Маслонаполненныйввод не должен иметь локальных нагревов в зоне расположения контактныхсоединений.

Проверкасостояния верхней части остова ввода производится у маслонаполненного вводанегерметичного исполнения.

Маслонаполненныйввод не должен иметь резкого изменения температуры или локальных нагревов повысоте покрышки по сравнению с вводами других фаз.

Сказанное можетбыть следствием опасного понижения уровня масла во вводе или увлажнения(зашламления) верхней части остова.

14.2. Выводывводов

Предельныезначения температуры нагрева ввода из меди, алюминия и их сплавов,предназначенных для соединения с внешними проводниками, не должны превышатьданных, приведенных в табл. П3.1(п. 4).

15.Предохранители

15.1.Контактные соединения

Предельныезначения температуры нагрева КС предохранителей не должны превышать данных,приведенных в табл. П3.1 (п. 6).

15.2. Определениесостояния плавкой вставки

Не должнонаблюдаться локальных нагревов в средней части изоляционной трубкипредохранителя.

16.Высокочастотные заградители

При контролеконтактных соединений предельные значения температуры нагрева не должныпревышать данных, приведенных в табл. П3.1(пп. 4 и 5).

17. Аппараты,вторичные цепи и электропроводка на напряжение до 1000 в

17.1. Контакты иконтактные соединения

Тепловизионныйконтроль осуществляется в силовых цепях, шкафах и сборках 0,4 кВ сподсоединенными коммутационными аппаратами, трансформаторами тока, кабелями ит.п.

Предельныезначения температуры нагрева контактов коммутационных аппаратов не должныпревышать данных, указанных в табл. П3.1(п. 2), а контактных соединений - в табл. П3.1 (пп. 4 и 5).

17.2. Оценкатеплового состояния силовых кабелей 0,4 кВ

Предельныезначения температуры нагрева токоведущих жил кабелей, измеренные в местах ихподсоединения к коммутационным аппаратам (при исправном состоянии последних), взависимости от марки кабеля не должны превышать данных, приведенных в табл. П3.1 (п. 11).

18. Электрооборудованиесистем возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов

18.1. Контактныесоединения

Значения измеренных температур КС коммутационных аппаратов, силовых тиристоров, диодов,предохранителей и других элементов преобразователей и шкафов не должныпревышать данных, приведенных в табл. П3.1(пп. 4 и 5).

18.2. Силовыетиристоры и диоды

Измеренныезначения температур нагрева тиристоров и диодов не должны отличаться междусобой более чем на 30 %.

Притепловизионном контроле обращают внимание на равномерность нагрева тиристоров идиодов параллельных ветвей.

19. Воздушныелинии электропередач

Тепловизионныйконтроль контактных соединений проводов ВЛ осуществляется с вертолета.

19.1. Болтовыеконтактные соединения проводов ВЛ

Измеренныезначения температур нагрева не должны превышать значений, приведенных в табл. П3.1 (п. 5).

19.2. Сварныеконтактные соединения проводов ВЛ и контактные соединения, выполненные обжатием

Коэффициентдефектности у соединений проводов, выполненных из алюминия, не должен превышатьзначений, приведенных в п. 1.7настоящего приложения.

19.3. Грозозащитныетросы

Проверяетсяотсутствие нагрева в местах изоляции троса от опоры (состояние изолятора иискрового промежутка).

Содержание

Предисловие
1. Общие положения
2. Общие методические указания по испытаниям электрооборудования
3. Синхронные генераторы, компенсаторы и коллекторные возбудители
4. Машины постоянного тока (кроме возбудителей)
5. Электродвигатели переменного тока
6. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и масляные реакторы
7. Трансформаторы тока
8. Трансформаторы напряжения
9. Масляные и электромагнитные выключатели
10. Воздушные выключатели
11. Выключатели нагрузки
12. Элегазовые выключатели
13. Вакуумные выключатели
14. Разъединители, отделители и короткозамыкатели
15. Комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установки
16. Комплектные экранированные токопроводы 6 кв и выше
17. Сборные и соединительные шины
18. Токоограничивающие сухие реакторы
19. Электрофильтры
20. Конденсаторы
21. Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений
22. Трубчатые разрядники
23. Вводы и проходные изоляторы
24. Предохранители, предохранители-разъединители напряжением выше 1000 В
25. Трансформаторное масло
26. Аппараты, вторичные цепи и электропроводка на напряжение до 1000 В
27. Аккумуляторные батареи
28. Заземляющие устройства
29. Силовые кабельные линии
30. Воздушные линии электропередачи
31. Контактные соединения проводов, грозозащитных тросов (тросов), сборных и соединительных шин
32. Электрооборудование систем возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов
Приложение 1 Нормы испытаний генераторов и синхронных компенсаторов при ремонтах обмоток
Приложение 2 Нормы испытаний электродвигателей переменного тока при ремонтах обмоток
Приложение 3 Тепловизионный контроль электрооборудования и воздушных линий электропередачи